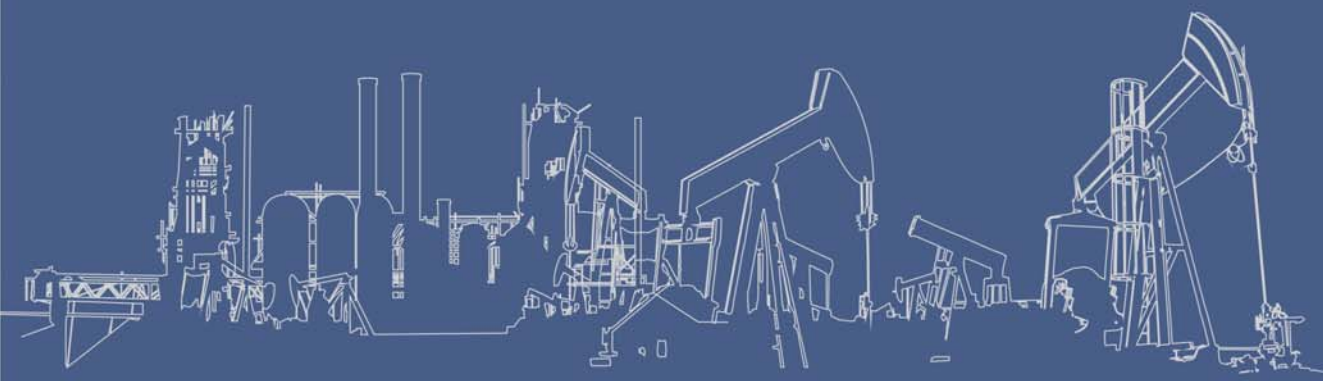
АО «НИПИнефтегаз»

ИНЖИНИРИНГОВЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ КАЗАХСТАНА

Сборник трудов
Выпуск шестой



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА»

АО «НИПИнефтегаз»

ИНЖИНИРИНГОВЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ КАЗАХСТАНА

Сборник трудов
Выпуск 6

Актау-2020

УДК 622.276(06)
ББК 33.36
А 43

Редакционная коллегия:

Герштанский И.О., к.э.н. (отв.редактор)
Гераськина Е.Н. (секретарь)
Члены редколлегии:
Кисляков Ю.П., к.г-м.н.,Чагай В.Г., Саенко О.Б., Пустобаев А.Н., Белько Л.Р., Шефер В.Э., Ешбаева Л.У., Асташкова О.Ф., Рылеев А.А., к.т.н., Пуписова Л.В., Палюх И.Т., Прапорщиков В.И., Трекова Т.Н., Ефремова Т.П.

И 62 Инжиниринговые решения в области нефтегазовой индустрии Казахстана. Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз». - Выпуск 6. - Актау, 2020. – 332 стр.

ISBN 978-601-7034-17-7

В сборнике представлены материалы очередной научно-практической конференции «Инжиниринговые решения в области нефтегазовой индустрии Казахстана». Тематика докладов рассматривает широкий спектр актуальных проблем, связанных с развитием нефтегазового сектора, использование и внедрение инновационных технологий при освоении месторождений углеводородов, включая тему водных ресурсов и водоподготовки. Авторы анализируют комплексную интерпретацию данных сейсморазведки и ГИС для прогноза распространения песчаных тел и повышения эффективности эксплуатационного бурения, раскрывают проблемы и тенденции борьбы с МКД на месторождениях ЗКО. Рассматриваются вопросы формирования карбонатных коллекторов на месторождении, влияние агрессивных компонентов в воде на реологические свойства полимеров, вопросы оценки сейсмической опасности активных разломов Северного Тянь-Шаня. Особое внимание уделено глубокой очистке сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты в целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений. Описываются современные тенденции и подходы к проектному управлению. Исследуются возможности и потенциал расширения сферы услуг АО «НИПИнефтегаз» по обработке, интерпретации и анализу результатов сейсморазведочных работ.

Сборник представляет интерес для научных работников, представителей экспертного сообщества, профессиональной и деловой общественности, для преподавателей и студентов и тех, кто интересуется проблемами повышения эффективности и качества добычи углеводородов.

УДК 622.276(06)
ББК 33.36

ISBN 978-601-7034-17-7 ©АО «НИПИнефтегаз», 2020

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИИ.....5
I. ГЕОЛОГИЯ
Джанабилова С.О., Кисляков Е.А., Абдрахматов К.Е.
Оценка сейсмической опасности активных разломов Северного Тянь-Шаня.....44
Джанабилова С.О., Кисляков Е.А.
Разломно-блоковая структура Северного Тянь-Шаня и сейсмичность.....50
Дуйсенова С.А.
Генезис подземных вод доюрских отложений Южного Мангышлака на примере месторождения Оймаша.....62
Ескалиева В.О.
Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС для прогноза распространения песчаных тел и повышения эффективности эксплуатационного бурения.....66
Калмагамбетов Ж.К.
Расширение сферы услуг АО «НИПИнефтегаз» по обработке, интерпретации и анализу результатов сейсморазведочных работ.....77
Маслов В.Н., Иванова Т.И.
Применение метода рентгеновской дифракции для анализа керна и бурового шлама при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений.....90
Пронин Н.А., Сисенгалиева А.С., Тасеменов Е.Т.
Сопоставление результатов электрофациального анализа отложений юрских горизонтов на месторождениях восточной части Прикаспийской синеклизы.....98
Кисляков Е.А.
Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Арыскумского прогиба.....107
Гамидов В.Г.
Механизмы формирования залежей УВ, приуроченных к эрозионным выступам фундамента.....118
Каратаева А.А., Джангильдеева Д.А.
Сравнительный анализ подсчета геологических запасов углеводородного сырья ГКЗ с системой PRMS.....123
Демеева М.С.
Особенности формирования карбонатных коллекторов на месторождении Чинаревское.....130

II. РАЗРАБОТКА
Туяков Н.К.
Обоснование снижение КИН палеозой-протерозойских отложений месторождения Кумколь.....135
Шакен М.Ш., Жиенгалиев Б.Е., Абитова А.Ж., Зейнула А.М.
Исследование применимости кислотной обработки в конгломератных коллекторах.....141

Мадреимов Ж.Ж.
Сравнительный анализ расчетной методики прогнозных уровней добычи нефти и коэффициента извлечения нефти по 2-м методикам (по математическому моделированию с использованием формул В.Д. Лысенко и компьютерного трехмерного фильтрационного моделирования)..... 154

III. ДОБЫЧА
Муллаев Б.Т., Садуева Г.Х.
Глубокая очистка сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты в целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений..... 170
Тогашева А.Р., Алдабергенов Б.А., Ержанов А.М., Куракбаев А.Ж.
Обзор методических подходов к оценке эффективности ГТМ..... 187
Испанбетов Т.К.
Полимерное заводнение на месторождении Z: вызов и решение..... 191
Маликова Н.М., Измаилова А.Ж.
Влияние агрессивных компонентов в воде на реологические свойства полимеров на примере месторождения В.Молдабек..... 197
Уразаков К.Р., Нурташев А.Т.
Оптимизация забойного давления добывающих скважин XIV горизонта месторождения Узень, эксплуатируемых механизированным способом с применением установок скважинных штанговых насосов..... 202
Нуршаханова Л.К., Динмухамед Т.Д.
Кәсіптік ақпаратты сараптау негізінде ұңғыларды пайдалануды талдау нәтижесі/Результаты анализа эксплуатации скважин на основании экспертизы профессиональной информации..... 211
Баямирова Р.У., Орынбасар И.К., Бектурган Б.Д.
Свойства смесей нефти с газовым конденсатом..... 215
Рамазанова Г.И., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Босинов Д.Ж.
Моделирование режимов остановки и пуска нефтепровода..... 219
Рылеев А.А., Сабалдаш В.В., Арыстанбекова Л.Д., Бабаев Д.В., Хибадулла Р.Н.
Определение температуры кристаллизации АСПО в нефти месторождения Дунга в скважинных и поверхностных условиях..... 229
Жапбасбаев У.К., Солтанбекова К.А., Манханова А.Е.
Лабораторные исследования щелочно-ПАВ-полимерного воздействия на образцах керна месторождения Кенбайской группы..... 237
Токбаев А.А., Измаилова А.Ж.
Сравнительный анализ эффективности ингибиторов коррозии на примере месторождений ТОО «СП «КазГерМунай»..... 250
Баямирова Р.У., Умирзаков Н.А.
Подготовка нефти различными поверхностно-активными веществами (ПАВ) и композициями..... 257
Асанов К.Б.
Первое успешное МГРП с установкой компоновки в обсаженном стволе вертикальной скважины..... 261

Каженов М.Б.
Методы борьбы с МКД на месторождениях ЗКО.....272

IV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ
Белоусов А.Н.
Современные тенденции проектного управления 279
Баховчук Е.А., Бегоулева М.А.
Цифровая промышленная революция. Практическое применение информационных технологий в нефтегазовой отрасли.....291

V.ЭКОЛОГИЯ
Турсунова А.Б.
Актуальные вопросы по обеспечению качественной питьевой водой г.Аксай 301
Сыдык Д.С., Каримова А.Л.
Раздельный сбор отходов – первый шаг на пути к «зеленой» экономике.....307
Андреева В.А.
Обобщение результатов научных исследований физиологической полноценности питьевой опреснённой воды. 317

МАҚАЛАҒА АНДАТПА
АННОТАЦИЯ СТАТЕЙ
ABSTRACT OF THE ARTICLES

Джанабилова С.О., Кисляков Е.А. *«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ*
Абдрахматов К.Е. *Қырғыз Республикасының Ұлттық Академия ғылымдарының сейсмология институты*

Солтүстік Тянь-Шаньның белсенді жарылымдардың сейсмикалық қауіптілігін бағалау

Мақалада MSK-64 шкаласы бойынша баллдық мәндерінде сейсмикалық қауіптілікті детерминистік бағалауы жүргізілді. Бұл ең жоғары ықтимал жер сілкінісі, яғни тектоникалық ерекшеліктерге негізделген maximum credible earthquake (MCE) деп аталатын бағалау. Ол геологиялық өлшемдерге жоғарғы деңгейде негізделген ең жоғары магнитуданы анықтайды.

Джанабилова С.О., Кисляков Е.А. *АО «НИПИнефтегаз»*
Абдрахматов К.Е. *Институт сейсмологии Национальной Академии наук Кыргызской Республики*

Оценка сейсмической опасности активных разломов Северного Тянь-Шаня

В статье приводится детерминистская оценка сейсмической опасности в значениях балльности по шкале MSK-64. Это оценка для так называемого maximum credible earthquake (MCE)-максимального вероятного землетрясения, т.е. обусловленного тектоническими особенностями. Она определяет максимальную магнитуду, основываясь в большей степени на геологических критериях.

Janabilova S.O., Kislyakov E.A. *JSC "NIPIneftegas"*
Abdrakhmatov K.E. *Institute of seismology of the National Academy of Sciences of the Kyrgyzstan Republic*

Seismic hazard assessment of the active faults Of the Northern Tien-Shan

Deterministic seismic hazard assessment in terms of seismic magnitude on scale of MSK-64 was carried out in the article. This assessment for so called maximum

credible earthquake (MCE) – maximum credible earthquake i.e. caused by tectonic features. It determines the maximum magnitude based on increasingly on geological criteria.

Джанабилова С.О., Кисляков Е.А. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Солтүстік Тянь-Шаньның жарылым-блоктық құрылымы және сейсмикалығы

Солтүстік Тянь-Шаньның жарылым-блоктық құрылымының толық сипаттамасы келтіріледі. Жарылу жүйесінің айқас-торлы сипатында айқын көрінген осы аймақтың ұсақталған құрылымы, кешкі төрттік уақытта бірнеше негізгі блоктарда: Қырғыз, Ыссықөл, Іле, Шу-Кіндіктас және Шарын «шоғырланғаны» көрсетілген. Көрсетілген блоктардың жарылған шектеулері бойынша аймақтың негізгі сейсмикалылығы шоғырланған және тиісінше сейсмикалық қауіптілікті бағалау кезінде алаңдық көздер ретінде осы блоктар таңдалуы тиіс.

Жарылымдар мен блоктар үнемі өзара байланысты құрылымдық нысандар ретінде қаралды. Жарылымдар мен блоктар ұғымдарының үздіксіздігі және литосфераның жоғарғы нәзік бөлігінде олардың кең таралуы көптеген геологиялық-құрылымдық және геофизикалық (соның ішінде сейсмологиялық) зерттеулерде литосфераның құрылымын жарылым-блоктық (Хаин, 1994) ретінде қарастыруға негіз болды. Бұл ретте сейсмикалық аймақтардағы сейсмикалық үдеріс литосфераның жарылым-блок ортасының тектонофизикалық параметрлерімен, оның салыстырмалы қозғалу дәрежесімен және басқа параметрлермен (Шерман, 2014) негізделеді. Сондықтан әр түрлі аумақтардың сейсмикалық қауіптілігін бағалау мақсатында осы параметрлерді анықтау өте өзекті болып табылады.

Түйін сөздер: белсенді жарылымдар, жер қыртысының деструкциясы, сейсмикалық қауіптілікті бағалау.

Джанабилова С.О., Кисляков Е.А. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Разломно-блоковая структура Северного Тянь-Шаня и сейсмичность

В данной статье приводится детальное описание разломно-блоковой структуры Северного Тянь-Шаня. Показано, что раздробленная структура этого региона, отчетливо выраженная в перекрестно-решетчатом характере системы разломов, в позднечетвертичное время была “сконсолидирована” в несколько основных блоков: Киргизский, Иссык-Кульский, Заилийский, Чу-Кендыктасский и Чарынский. Именно по разломным ограничениям указанных

блоков сосредоточена основная сейсмичность региона и соответственно, при оценке сейсмической опасности в качестве площадных источников должны быть выбраны эти блоки.

Разломы и блоки всегда рассматривались как взаимосвязанные структурные формы. Неразрывность понятий разломов и блоков и их широкое распространение в верхней хрупкой части литосферы дали основание во многих геолого-структурных и геофизических (в том числе и сейсмологических) исследованиях структуру литосферы рассматривать как разломно-блоковую (Хаин, 1994). При этом сейсмический процесс в сейсмических зонах обуславливается тектонофизическими параметрами разломно-блоковой среды литосферы, степенью ее относительной подвижности и другими параметрами (Шерман, 2014). Поэтому выявление этих параметров в целях оценки сейсмической опасности различных территорий является весьма актуальным.

Ключевые слова: Активные разломы, деструкция земной коры, оценка сейсмической опасности.

Janabilova S.O., Kislyakov E.A. *(JSC "NIPIneftegas")*

Fracture-block structure of the Northern Tien-Shan and seismic activity

A detailed description of the fracture-block structure of the Northern Tien-Shan is provided. It is shown that crumble structure of this region is well defined in crossbar-grid character of the fault system in late quaternary time was "consolidated" into several basic units: Kyrgyz, Issyk-Kul, Zailiysk, Chu-Kendyktas and Charyn. It is by the fault limits of these blocks that the main seismicity of the region is concentrated and, accordingly, these blocks should be chosen as the area sources for seismic hazard assessment.

Fractures and blocks have always been considered as interlinked structural forms. The indissolubility of the concepts of fractures and blocks and its wide spread occurrence in upper fragile part of lithosphere gave rise to many geological-structural and geophysical (including and seismological) studies of lithosphere structure shall be considered as fracture-block (Hain, 1994). At the time seismic process in seismic zones is conditioned by tectonophysical parameters of the lithosphere fractures-block medium with stage its mobility ratio and other parameters (Sherman, 2014). Therefore, the identification of these parameters in order to seismic hazard assessments of different territories is very relevant.

Key words: Active faults, destruction of earth crust, seismic *hazard assessments.*

Дуйсенова С.А. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Оймаша кен орны мысалында Оңтүстік Маңғышлақтың юраға дейінгі шөгінділерінің жер асты суларының пайда болу генезисі

Мақала Оңтүстік-Маңғышлақ артезиан алабындағы юраға дейінгі шөгінділердің жер асты суларының генезисі, гидрохимиялық ерекшеліктері мен экономикалық құндылығын қалыптастыруға арналған.

Дуйсенова С.А. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Генезис подземных вод доюрских отложений Южного Мангышлака на примере месторождения Оймаша

Статья посвящена формированию генезиса, гидрохимическим особенностям и экономической ценности подземных вод доюрских отложений Южно-Мангышлакского артезианского бассейна.

Duisenova S.A.*(JSC "NIPIneftegas")*

Genesis of underground waters of South Mangyshlak pre-Jurassic deposits by the example of Oimahsa field

The article is devoted to the formation of genesis, hydrochemical features and economic resources of pre-Jurassic sediments ground waters of the South-Mangishlak artesian basin.

Ескалиева В.О. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Құмды денелердің таралуын болжау және пайдалану бұрғылауының тиімділігін арттыру үшін сейсмобарлау және ГӨС деректерін кешенді түсіндіру

Мақалада ЖТНӘ 3Д сейсмикалық барлау жұмыстарының тығыз байланысы және тиімді пайдалану бұрғылау үшін бұрғыланған ұңғымалардың ГӨС нәтижелері көрсетілген.

Сейсмикалық барлау жұмыстары мен ұңғымаларды бұрғылау материалдары бойынша өнімді көкжиектер шегінде XVIII, XXI, XXII және XXIII көкжиектер қойнауқаттарында кең таралған құмды денелер бөлінген. Ақпараттылықты талдау нәтижелері бойынша құмды денелердің көрсеткіштеріне аса сезімтал орта квадраттық амплитудасының атрибуты таңдалды.

Мұнай-газдылығының контуры шегінде құмды денелер-коллекторлар

мен сазды жыныстар-экрандар құрылысының ерекшеліктері, кеңістіктік орналасуы бойынша алынған деректерді жаңа пайдалану ұңғымаларын игеру және бұрғылау жүйесін оңтайландыру кезінде ескеру орынды.

Ескалиева В.О. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС для прогноза распространения песчаных тел и повышения эффективности эксплуатационного бурения

В статье показана тесная связь сейсморазведочных работ МОГТ 3Д и результаты ГИС пробуренных скважин для более эффективного эксплуатационного бурения.

По материалам сейсморазведочных работ и бурения скважин, в пределах продуктивных горизонтов выделены песчаные тела, которые широко распространены в пластах горизонтов XVIII, XXI, XXII и XXIII. По результатам анализа информативности выбран атрибут среднеквадратической амплитуды, который наиболее чувствительнее к характеристикам показания песчаных тел.

Полученные данные по особенностям строения, пространственного размещения песчаных тел-коллекторов и глинистых пород-экранов, в пределах контуров нефтегазоносности целесообразно учитывать при оптимизации системы разработки и бурении новых эксплуатационных скважин.

Eskalieva V.O. *(JSC "NIPIneftegas")*

Combined interpretation of seismic data and GWL for propagation prediction of sand packages and efficiency gains of production drilling

Close communication of seismic works of the CDP seismic 3D and GWL results of the drilled wells for more efficient production drilling shows in article.

Sand packages have been identified on seismic works materials and well drilling within the limits of production horizons which are very common in horizon place XVIII, XXI, XXII и XXIII. Attribute of root mean square of the amplitude which most sensitive to characteristics of the sand body readings was selected according to information analysis results.

The obtained data on the structure features, spatial layout of sand packages-reservoirs and clay- screen-rocks within the oil and gas contents should be taken into account during development system optimization and drilling of new production wells.

Калмагамбетов Ж.К. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Сейсмобарлау жұмыстарының нәтижелерін өңдеу, түсіндіру және талдау бойынша «МұнайгазҒЗЖИ» АҚ қызмет көрсету саласын кеңейту

Сейсмобарлау қызметтерінің нарығы мемлекеттің және жер қойнауын пайдаланушылардың өңірлік сейсмикалық зерттеулер жүргізу, жекелеген аумақтарда іздестіру немесе барлау міндеттерін шешу жөніндегі мұнай мен газ бойынша қажеттіліктерінен қалыптастырылады. Сейсмикалық барлау жұмыстары елдің энергетикалық секторын ресурстық базаның жай - күйі мен дамуы туралы стратегиялық сипаттағы ақпаратпен, сондай-ақ жер қойнауын пайдаланушы мұнай-газ компанияларын кен орындарын іздеуге, барлауға және игеруге бағытталған орасан зор инвестицияларды ұтымды, экономикалық және технологиялық тиімді пайдалануға мүмкіндік беретін ақпаратпен қамтамасыз етеді деп айтуға болады.

Калмагамбетов Ж.К. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Расширение сферы услуг АО «НИПИнефтегаз» по обработке, интерпретации и анализу результатов сейсморазведочных работ

Рынок сейсморазведочных услуг формируется из потребностей государства и недропользователей по нефти и газу по проведению региональных сейсмических исследований, решению поисковых или разведочных задач на отдельных территориях. Можно сказать, что сейсморазведочные работы, обеспечивают энергетический сектор страны информацией стратегического характера о состоянии и развитии ресурсной базы, а также нефтегазовые компании - недропользователей информацией, позволяющей рационально, экономически и технологически эффективно использовать огромные инвестиции, направляемые на поиск, разведку и разработку месторождений.

Kalmagambetov Zh.K. *(JSC "NIPIneftegas")*

Extension of JSC "NIPIneftegaz" services for processing, interpretation and analysis of seismic results.

The market of seismic services is formed from the requirements of the state and subsoil users for oil and gas to conduct of regional seismic to solve exploration or prospecting problems at the separated territories. It can be said that seismic works survey country power-generating sector with strategic information on the state and resource base development and also oil and gas Company - subsurface users with information that allows for the rational, economical and technologically efficient use of huge investments in prospecting, exploration and development of fields.

***Маслов В.Н.**, ф.-м.ғ.к., **Иванова Т.И.**, г.-м.ғ.к.(«ИО «Буревестник» АҚ)*

Мұнай-газ кенорындарын іздеу, барлау және пайдалану кезінде тасбағанды және бұрғылау шламдарын талдау үшін рентгендік дифракция әдісін қолдану

Мақалада мұнай-газ өндіру саласындағы рентгендік дифракция әдісін қолдануға шолу берілді. Мұнай-газ кенорындарын іздеу, барлау және пайдалану кезінде тасбағанды және бұрғылау шламдарын талдау үшін рентгендік дифракция әдісін қолданудың нақты мысалдары келтірілді және талданды. Жұмыс «МұнайгазҒЗЖИ» АҚ ұсынған үлгілерде жүргізілді.

***Маслов В.Н.**, к.ф.-м.н., **Иванова Т.И.**, к.г.-м.н.(АО «ИЦ «Буревестник»)*

Применение метода рентгеновской дифракции для анализа керна и бурового шлама при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений

В статье дан обзор применения метода рентгеновской дифракции в нефтегазовой добывающей отрасли. Приведены и проанализированы конкретные примеры применения рентгенофазового анализа для изучения керна и бурового шлама при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Работа проводилась на образцах, предоставленных АО «НИПИнефтегаз».

***Maslov V.N.**, C.of.PaMS., **Ivanova T.I.**, C.of GaMS.(JSC "ISC "Burevestnik")*

Application of X-ray diffraction method for core and drilling sludge analysis during searches, exploration and operation of the oil and gas fields

The review of application of x-ray diffraction method in oil and gas extractive industry is given in the article. The particular cases of using of X-ray phase analysis to study of core and drilling sludge in the search, exploration and operation of the oil and gas fields are given and analyzed. The work was carried out on samples provided by JSC "NIPIneftegas".

***Пронин Н.А., Сисенгалиева А.С.** («ҚМГ Инжиниринг» «Каспиймұнайгаз») **Тасеменов Е.Т.** («Эмбамұнайгаз» АҚ)*

Каспий маңы синеклиздің шығыс бөлігіндегі кенорындарда юралық деңгейжиектердің шөгінділерін электрфациалдық талдау нтиәжелесін салыстыру

Бұл жұмыста шөгінді жиналу жағдайларын түсінуде жеткілікті күрделілігімен ерекшеленетін Прорвин тобына кіретін құрылымдардың

жанында орналасқан каротажды қисық кен орындарының литолог-фациальды талдауының нәтижелері берілген. Құмды шөгінділердің даму аймақтары бөлініп, төменгі юра мен ортаңғы юраның төменгі бөлігінің шөгінді жиналуының негізгі жағдайлары фация топтарының типтік үлгілері негізінде анықталды.

Пронин Н.А., Сисенгалиева А.С. *(«КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)*
Тасеменов Е.Т. *(АО «Эмбамунайгаз»)*

Сопоставление результатов электрофациального анализа отложений юрских горизонтов на месторождениях восточной части Прикаспийской синеклизы

В данной работе освещены результаты литолого-фациального анализа каротажных кривых месторождений, расположенных рядом входящих в Прорвинскую группу структур отличающегося достаточной сложностью в понимании условий осадконакопления. Выделены зоны развития песчаных отложений и определены основные условия осадконакопления нижней юры и нижней части средней юры на основе типовых моделей групп фаций.

Pronin N.A., Sisengaliyeva A.S., *(“CMG Engineering” “Caspymunaigas”)*
Tasemenov E.T. *(JSC “Embamunaigas”)*

Comparison of electric facies analysis results of Jurassic horizon deposits at the fields of eastern part of the Caspian Sea syneclise

The lithologic – facies analysis results of the well-log curve fields located next to Prorinsky group of structures which are characterized by sufficient complexity in understanding the conditions of sedimentation are provided in this work. The zones of sandy sediments development have been identified and the basic conditions of sedimentation of the Lower Jurassic and Lower Middle Jurassic have been determined on the basis of typical models of continental facies groups.

Кисляков Е.А.*(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Арысқұм иілімінің төменгі-орта юралық шөгінділерінің геологиялық құрылмының ерекшеліктері және мұнайгаздылық перспективалары

Мақалада көмірсутектерге негізгі перспективалық нысандардың бірі ретінде төменгі орта юралық шөгінділердің геологиялық құрылымының ерекшеліктері, шөгінділерді зерттеу мәселелері, ауданның кенорындарының ұңғымалары бойынша қималарының корреляциясын салыстыру нәтижелері қысқаша келтірілді.

Кисляков Е.А.*(АО «НИПИнефтегаз»)*

Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Арыскумского прогиба

В статье кратко приведены особенности геологического строения нижнесреднеюрских отложений, как одного из основных перспективных объектов на углеводороды, проблемы изученности отложений, результаты сопоставления корреляции разрезов по скважинам месторождений района.

Kislyakov E.A. *(JSC "NIPIneftegas")*

Features of the geological structure and prospects of oil-and-gas prospects of the Middle Jurassic sediments of the Aryskum Bending

The peculiarities of the geological aspects of the Middle Jurassic deposits as one of the main promising objects for hydrocarbons, the problems of study of deposits, the results of comparison of correlation of sections on the wells of the region's fields are briefly provided in the article.

Гамидов В.Г. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Іргетастың эрозиялық дөңестеріне ұштастырылған КС шоғырын қалыптастыру механизмдері

ТМД елдеріндегі мұнай мен газдың геологиялық қорлары көптеген онжылдықтар алдын елдердің энергетикалық қажеттіліктерін дамытуды қамтамасыз етеді, бірақ осыған қарамастан көмірсутектердің (КС) ресурстық базасын өсіру маңызды ғылыми-тәжірибелік міндет болып табылады, әсіресе мұнай – газ өндірудің ұзақ мерзімді тарихы бар аудандар үшін-бұл жерде, әдеттегідей, КС антициклдық жатындардың қоры іс жүзінде таусылған. Осы себепті құрылымсыз жағдайларда қалыптасатын мұнай мен газдың ірі жатындарын іздестірудің өзектілігі артады.

Мұндай түрдегі КС кен орындарын зерттеу тарихы жаңа болмайды. Қазіргі уақытта көптеген құрылымсыз КС қармағыштары зерттелді және олардың жіктелуі әзірленді.

Бұл мақалада іргетастың эрозиялық көтерілімдеріне қатысты құрылымсыз қармағыштарды қалыптастыру механизмдері туралы мәселе қарастырылады, өйткені ТМД елдеріндегі қармағыштардың бұл түрі аз зерттелген.

Түйінсөздер: іргетас, қалыптасу механизмі, мұнай, қармағыштар, критерилер, эрозиялық көтерілімдер, мұнай-газдылығының перспективалары.

Гамидов В.Г. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Механизмы формирования залежей УВ, приуроченных к эрозионным выступам фундамента

Геологические запасы нефти и газа в странах СНГ на многие десятилетия вперед обеспечивают развитие энергетических потребностей стран, но несмотря на это наращивание ресурсной базы углеводородов (УВ) является насущной научно-практической задачей, особенно для районов с длительной историей нефтегазодобычи – здесь, как правило, фонд антиклинальных залежей УВ практически исчерпан. По этой причине возрастает актуальность поиска крупных залежей нефти и газа, формирующихся в неструктурных условиях.

История изучения месторождений УВ такого типа не являлется новой. К настоящему времени исследованы многочисленные неструктурные ловушки УВ и разработаны их классификации.

В данной статье рассматривается вопрос о механизмах формирования неструктурных ловушек применительно к эрозионным выступам фундамента, поскольку этот тип ловушек в странах СНГ мало изучен.

Ключевые слова: фундамент, механизм формирования, нефть, ловушки, критерии, эрозионный выступ, перспективы нефтегазоносности

Hamidov V.G. *(JSC "NIPIneftegas")*

Mechanisms of hydrocarbon accumulation correlated with erosion scarps of the foundation

Geological reserves of the oil and gas in the CIS region for long decades to come provide the energy demands of the countries, but in spite of that increase of resource base of the hydrocarbons (HC) is urgent applied research tasks especially for regions with long history of oil and gas production – here, as general fund of anticlinal deposits of the HC is almost exhausted. For this reason, the relevance of the search for large oil and gas deposits forming in unstructured conditions is becoming more important.

The history of the HC fields' study of this type is not new. Numerous HC non-structural traps have been studied and its qualifications developed to date.

In this article the issue on forming mechanisms of the non-structural traps as applied to erosion scarps of the foundation is considered because this tracks type in the CIS region is poorly studied.

Key words: foundation, forming mechanism, oil, traps, criteria, erosion scarp, oil and gas bearing prospects.

Каратаева А.А., Джангильдеева Д.А. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

ҚМК көмірсутегі шикізатының геологиялық қорларын есептеуін PRMS жүйесімен салыстырмалы талдау

Мақалада ҚМК және SPE-PRMS жүйелері бойынша қорларды есептеу әдістерінің салыстырмалы талдауы келтірілген. Ресурстар мен қорлардың санаттарын анықтау критерийлері, санаттандыру принципі, SPE-PRMS жіктелуі және олардың қысқаша сипаттамасы көрсетілген. Сондай-ақ халықаралық стандарттар бойынша көмірсутек қорларын геологиялық-экономикалық бағалау келтірілген.

Каратаева А.А., Джангильдеева Д.А. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Сравнительный анализ подсчета геологических запасов углеводородного сырья ГКЗ с системой PRMS

В статье приводится сравнительный анализ методов подсчета запасов по системам ГКЗ и SPE-PRMS. Указаны критерии выявления категорий ресурсов и запасов, принцип категоризации, классификация SPE-PRMS, и их краткое описание. Так же приведена геолого-экономическая оценка запасов углеводородов по международным стандартам.

Karataieva A.A., Jangildeyeva D.A. *(JSC "NIPIneftegas")*

Comparative analysis of oil-in-place determination of the crude hydrocarbons SRC with PRMS system

Comparative analysis of methods of evaluating reserves for SRC and SPE-PRMS systems is given in article. Criteria for identification of resources and reserves categories, categorization principle, classifications SPE-PRMS and its short description are shown. And also the economic-geological evaluation of hydrocarbons reserves according to international standards is provided.

Демеева М.С. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Чинарев кен орнында карбонатты коллекторларды қалыптастыру ерекшеліктері

Чинарев кен орнында әртүрлі типтегі коллекторлар орнатылған. КС жатындарының күрделі жарықтар жүйесі бар карбонатты коллекторларға,

оларды геофизикалық және басқа әдістермен жатындарды үлкен тереңдікте қиыншылық зерттеуімен ұштасуы. Терең жатқан шөгінділердің коллекторлық қасиеттерінің таралуы мен өзгергіштігін зерттеуге бағытталған әдістемелік тәсілдер мен технологиялар ұсынылды.

Демеева М.С. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Особенности формирования карбонатных коллекторов на месторождении Чинаревское

На месторождении Чинаревское установлены коллекторы различного типа. Приуроченность залежей УВ к карбонатным коллекторам со сложной системой трещин, изучение которых геофизическими и другими методами в условиях больших глубин залегания затруднено. В статье предложены методические подходы и технологии направленные на изучение распространения и изменчивости коллекторских свойств глубокозалегающих отложений.

Demeeva M.S. *(JSC "NIPIneftegas")*

Specifics carbonate reservoirs forming at the Chinarevskoye field

The reservoirs of various types are established at the Chinarevskoye field. Confinedness of HC deposits to carbonate reservoirs with a complex cracks system which study is difficult by geophysical and other methods in conditions of deep depth of the occurrence. Methodical approaches and technologies aimed at studying of distribution and volatility of collecting properties of the deep-laying sediments are proposed.

Туяков Н.К. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Құмкөл кенорнының палеозой-протерозой шөгінділерінің МШК төмендеуінің негіздемесі

Мұнай шығарып алу коэффициенті (МШК) кенорынды игерудің маңызды параметрлерінің бірі болып табылады. МШК анықтаудың жақсы дәлдігіне күрделі гидродинамикалық үлгілердің көмегімен және коэффициенттік әдіс бойынша жетуге болады, бірақ оларды жасау және есептеу үшін көптеген зертханалық және кәсіпшілік деректер қажет, бұл көбінесе шағын кеніштерде жеткіліксіз болады немесе олар болмайды. Осы мақалада палеозой-протерозой (PZ-PR) шөгінділерінің шағын кеніші қаралады, игеру тарихы және экстрополяциялық әдіс бойынша МШК төмендеуінің негіздемесі келтірілген.

Туяков Н.К. *(АО «НИПИнефтегаз)*

Обоснование снижение КИН палеозой-протерозойских отложении месторождения Кумколь

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является одним из важных параметров разработки месторождения. Хорошую точность в определении КИН можно добиться с помощью сложных гидродинамических моделей и по покоэффициентному методу, но для построения их и расчета необходимо множество лабораторных и промысловых данных, что зачастую в небольших залежах бывает недостаточно или они отсутствуют. В настоящей статье рассматривается небольшая залежь палеозой-протерозойских (PZ-PR) отложений, приведена история разработки и обоснование снижения КИН по экстраполяционному методу.

Tuyakov H.K. *(JSC "NIPIneftegas")*

Rationale for the attenuation of the kine Paleozoic- Proterozoic deposit at the Kumkol field

The oil recovery factor (ORF) is one of the most important parameters of the field development. Good accuracy in definition of the ORF can be achieved with use of complex hydrodynamical models and on coefficient method but its require a lot of laboratory and field data to develop and calculate them, which is often insufficient or absence in small reservoirs. The reservoirs of paleozoic- proterozoic (PZ-PR) sediments is considered in this article, the history of development and substantiating of decrease of the ORG on extrapolation method is given.

Шакен М.Ш., Жиенгалиев Б.Е., Абитова А.Ж., Зейнула А.М.
(«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС филиалы «Каспиймұнайгаз»)

Конгломернаттық коллекторларда қышқылдық өңдеудің қолданымдығын зерттеу

Бүгінгі күні ұңғыманы қышқылдық өңдеу (ҚӨ) өндіруші ұңғымалардың өнімділігін және айдаушы ұңғымалардың қабылдағыштығын арттыру немесе қалпына келтіру үшін ҰОА-на әсер етудің кең қолданылатын және ең тиімді әдістерінің бірі болып табылады. Өнімді қойнауқатты өңдеу сәттілігі көбінесе таңдалған қышқылдық композицияның және өңделетін аралықтың минерологиялық құрамының үйлесімділігіне тәуелді болып келеді, себебі терригендік коллектордың қышқылдық өңжеужің негізінде жататын химиялық реакциялар осы геологиялық-техникалық іс-шараның негізгі факторы болып

табылады. Соның ішінде терригендік қойнауқатты өңдеу үшін қышқылдық композицияны таңдау кезінде нақты әсер ету аралығының таужынысының минерологиялық құрамы назарға алынбайды. Тағы да айтарлықтай маңызды фактор - проппанттық ҚСА сияқты ұңғымаларда бұрын жүргізілген іс-шаралар болып табылады, себебі проппанттардың қышқылға төзімділігі сондай-ақ ескерілуі тиіс. Бұл факторлар іс-шараларды жоспарлау, қышқылдық құрамының композициясын таңдау кезінде ескерілуі тиіс.

Түйін сөздер: конгломераттық кеніш, терригендік коллекторларды қышқылдық өңдеу, таужынысының минералдық құрамы,қышқылдық құрамының проппантқа әсері.

Шакен М.Ш., Жиенгалиев Б.Е., Абитова А.Ж., Зейнула А.М.
(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)

Исследование применимости кислотной обработки в конгломератных коллекторах

На сегодняшний день, кислотная обработка (КО) скважины является одним из широко используемых и наиболее эффективных методов воздействия на ПЗС для увеличения или восстановления продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Успешность обработки продуктивного пласта во многом зависит от сочетаемости подобранной кислотной композиции и минералогического состава обрабатываемого интервала, так как химические реакции, лежащие в основе кислотной обработки терригенного коллектора, являются ключевым фактором данного геолого-технического мероприятия. В частности, при выборе кислотной композиции для обработки терригенного пласта не принимается во внимание минералогический состав пород конкретного интервала воздействия. А еще немаловажным фактором является ранее проведенные мероприятия на скважинах, такие как проппантный ГРП, так как кислотостойкость пропппантов также должны быть учтены. Эти факторы должны быть учтены при планировании мероприятия, при выборе композиции кислотного состава.

Ключевые слова: конгломератная залежь, кислотная обработка терригенных коллекторов, минеральный состав породы, влияние кислотных составов на проппант.

Shaken M.Sh., Zhiengaliyev B.E., Abitova A.J., Zeynula A.M.
("CMG Engineering" LLP Branch "Caspiymunaygas")

Research of applicability of acid treatment in conglomerate collectors

Acid processing (AP) of a well is one of the most widely used and effective methods of influencing to EPC to increase or recreation of production productivity and water intake capacity of wells at the present. Successful of productive formation processing largely depends on compatibility of the selected acid composition and mineralogical composition of the treated interval, as the chemical reactions underlying the acid treatment of terrigenous reservoir are a key factor in these geological and engineering operations. In particular, at selection an acid composition for processing of a terrigenous layer, the mineralogical composition of rocks of a specific impact interval is not taken into account. Also, important factor is the previously carried out measures on wells, such as proppant FHF, as acid resistance of proppants should also be taken into account. These factors should be taken into account when planning a measure, at selection the composition of the acid composition.

Key words: conglomeratic deposits, acid treatment of terrigenous reservoir, mineralogical composition of rock, effecting of acid of compositions to proppant.

Мадреимов Ж.Ж. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Мұнай өндірудің болжамды деңгейлерінің есептік әдістемесін және 2-әдістеме бойынша мұнай беру коэффициентін салыстырмалы талдау (В. Д. Лысенко формулаларын және компьютерлік үшөлшемді сүзгі үлгілеуін пайдалана отырып математикалық үлгілеу бойынша)

Бұл мақалада мұнай өндірудің болжамды деңгейлерінің есептік әдістемесін және 2-әдістеме бойынша мұнай беру коэффициентін (математикалық үлгілеу және 3D сүзгі үлгілеуі бойынша) салыстырмалы талдау қарастырылады. 2-әдістемелер бойынша есептеу үшін бастапқы және нәтижелік деректері келтірілген. Арман кенорнының II нысаны үшін үшөлшемді сүзгілеу гидродинамикалық үлгі жасалды, мұнай өндіру болжамды деңгейлері есептелді және кенорнын одан әрі игеру бойынша ұсыныстар берілді.

Мадреимов Ж.Ж. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Сравнительный анализ расчетной методики прогнозных уровней добычи нефти и коэффициента извлечения нефти по 2-м методикам (по математическому моделированию с использованием формул В.Д. Лысенко и компьютерного трехмерного фильтрационного моделирования)

В данной статье рассматривается сравнительный анализ расчетной методики прогнозных уровней добычи нефти и коэффициента извлечения

нефти по 2-м методикам (по математическому моделированию и 3D фильтрационного моделирования). Приведены исходные и результирующие данные для расчета по 2-м методикам. Создана трехмерная фильтрационная гидродинамическая модель для II объекта месторождения Арман, просчитаны прогнозные уровни добычи нефти и даны рекомендации по дальнейшей разработке месторождения.

Madreimov Zh.Zh. *("NIPIneftegas" JSC)*

Comparative analysis of calculating method of predicted levels of oil production and oil recovery factor by 2 methods (mathematic modeling using formulas of V.D. Lysenko and computer 3D filtering modeling)

This article consider comparative analysis of calculating method of predicted levels of oil production and oil recovery factor by 2 methods (mathematic modeling and 3D filtering modeling). Initial and resulting basis are show for calculation by 2 methods. 3D filtering hydro-dynamic model is created for II facility of Arman field, predicted levels of oil production are calculated and recommendations on further development of field are shown.

Муллаев Б.Т. *т.ғ.к («МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*
Садуева Г.Х.*, т.ғ.к, доцент (Ш.Есенов ат. КТИМУ)*

Мұнай кен орындарын игерудің тиімділігін арттыру мақсатында өнімді қойнауқаттарға айдалатын ағын суларды терең тазарту

Мақалада Маңғышлақ кен орындарында жоғары парафинді мұнай мен ағынды суды дайындау және кәсіптік жинау технологиялық үдерістерін жетілдіру кезеңдері берілген. Қойнауқаттық қысымын (ҚҚҰ) ұстап тұруды қолдана отырып, кен орындарын игеру, әдетте, өндірілетін өнімді суландырудың белсенді үлестерімен ілесе жүреді. Мұнай дайындау нысандарында бөлінген ағынды су үлкен көлемде өнімді қойнауқаттарға айдалады. Бұл судың сапасы мұнай өнімдерінің едәуір мөлшерімен сипатталады. Бұл кен орындарын игеру тиімділігін төмендетеді, соңғы МАК көлемін төмендетеді.

Муллаев Б.Т., *к.т.н (АО «НИПИнефтегаз»)*
Садуева Г.Х.*, к.т.н., доцент (КГУТИ им. Ш. Есенова)*

Глубокая очистка сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты в целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений

В статье изложены этапы совершенствования технологических процессов промыслового сбора и подготовки вязкой высокопарафинистой нефти и сточной воды на месторождениях Мангышлака. Показано, что разработка месторождений с применением поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в пласт, как правило, сопровождается активными процессами обводнения добываемой продукции. Выделившаяся на объектах подготовки нефти сточная вода все в больших объемах закачивается в продуктивные пласты. Качество этой воды характеризуется значительным содержанием нефтепродуктов. Это снижает эффективность разработки месторождений, снижает величину конечного КИН.

Mullaev B.T., *CES (JSC "NIPIneftegas")*
Sadueva G.H.*, CES., adjunct lecturer (CSUTE named after. Sh. Esenov)*

Integrated waste water treatment, pumping into productive layers in order to increase of efficiency of the oil fields development

Technological processes generation of field gathering and preparation of viscous high-paraffin crude oil and waste water at the Mangyshlak field are described in the article. It is shown, that field development with use of maintaining reservoir pressure (MRP) by pumping water injection as a rule is attended by active processes of watering of extracted product. Drainage water released at oil treatment facilities is increasingly pumped into productive layers. The quality of this water is characterized by considerable content of oil products. This reduces the efficiency of field development, reduces the value of the final ORF.

Тоғашева А.Р., *доцент,* ***Алдабергенов Б.А.,***
Ержанов А.М., Куракбаев А.Ж.,
(Ш. Есенов атындағы КТИМУ)

ГТІ тиімділігін бағалаудың әдістемелік тәсілдерінің шолуы

Мақалада қысқаша әдебиет шолуы келтілді, ГТІ жеке түрі ретінде технологиялық тиімділігін бағалауға арналған зерттеулердің көп саны орындалды. Бұл зерттеулер, сондай-ақ ГТІ аудандарының қатарында жүргізілген нәтижелер, оларды жалпылау кезінде кейбір сұрақтарға жауап беруге, соның ішінде қаралатын нақты нысанда ГТІ әр түрлерінің салыстырмалы тиімділіктерін болжамды бағалауға, сондай-ақ ГТІ нақты түрі үшін ең қолайлы нысанды анықтауға мүмкіндік береді.

Тогашева А.Р., *доцент,* ***Алдабергенов Б.А.,***
Ержанов А.М., Куракбаев А.Ж.,
(КГУТИ имени Ш. Есенова)

Обзор методических подходов к оценке эффективности ГТМ

В статье приводится краткий литературный обзор, выполнено большое количество исследований, посвященных оценке технологической эффективности как отдельного вида ГТМ. Эти исследования, а также результаты проведенных в ряде районов ГТМ при их обобщении позволят ответить на некоторые вопросы, в частности, прогнозной оценки относительной эффективности различных видов ГТМ на рассматриваемом конкретном объекте, а также установления объекта наиболее подходящего для конкретного вида ГТМ.

Togasheva A.R., *adjunct lecturer,* ***Aldabergenov B.A.,***
Yerzhanov A.M., Kurakbayev A.Zh.,
(CSUTE named after Sh. Esenov)

Review of technical approaches to efficiency assessment of the GEO

Brief literature review provides in the article, large quality analysis dedicated to technology efficiency assessment as separate type of the GEO have been carried out. These analysis and also results of their generalization conducted in several areas of GEO will allow answering some questions, in particular, the prognostic assessment of the relative efficiency of different types of GEO at the particular object under consideration, and also the identification of the most suitable object for a particular type of GEO.

Испанбетов Т.К.
(«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «Каспиймұнайгаз» филиалы»)

Z кен орнында полимерлі сутоғыту: шақыру және шешім

Полимерлі сутоғыту технологиясы (ПС) бүкіл әлемде, соның ішінде өндіру ұңғымаларының жоғары сулылығы бар кемелденген кен орындарында кеңінен қолданылады. Қойнауқаттың жоғары біртектілігі, өндіруші ұңғымалар өнімінің жоғары суланғандығы, мұнайдың қалдық қоры және ығыстыратын және ығыстырылатын агенттердің тұтқыр тоғыспаларындағы айырмашылық 25 еседен артық (қойнауқаттық судың тұтқырлығы 0.8 сП және қойнауқаттық мұнайдың тұтқырлығы 20 сП), полимерлі сутоғыту көмегімен мұнай беруді

арттыруға үміткер ретінде Z кен орнын таңдауды алдын ала анықтады. Қойнауқатқа айдалатын полимерлі ерітінді ығыстыру фронтының тегістелуіне, қойнауқаттың суландырумен қамту коэффициентінің артуына ықпал етеді,бұл ақыр соңында мұнай алудың соңғы коэффициентін арттырады.

Испанбетов Т.К.
(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)

Полимерное заводнение на месторождении Z: вызов и решение

Технология полимерного заводнения (ПЗ) широко используется во всем мире, в том числе на зрелых месторождениях с высокой обводненностью добывающих скважин. Высокая неоднородность пласта, высокая обводненность продукции добывающих скважин, остаточные запасы нефти и разница в вязкостях вытесняющего и вытесняемого агентов более, чем в 25 раз (вязкость пластовой воды 0.8 сП и вязкость пластовой нефти 20 сП), предопределили выбор месторождения Z как кандидата на повышение нефтеотдачи с помощью полимерного заводнения. Закачиваемый в пласт полимерный раствор способствует выравниванию фронта вытеснения, увеличению коэффициента охвата пласта заводнением, что в конечном итоге повышает конечный коэффициент извлечения нефти.

Ispanbetov T.K. *(“CMG Engineering” LLP Branch “Caspymunaigas”)*

Polymer waterflooding at the Z field: invitation and decision

Technology of the polymer water-flooding (PW) is widely used all over the world including at the mature fields with high water cut production wells. High heterogeneity, high water cut in production of producing wells, remaining oil in place and difference in viscosity of displacing and displacing agents by more than 25 times (viscosity of produced water is 0.8 cP and viscosity of formation oil is 20 cP), predetermined the selection of Z field as a candidate for oil recovery enhancement by means of polymer flooding. Polymer solution injected into a formation contributes to equalize the displacement front, increase the sweep efficiency, which ultimately increases the final oil recovery factor.

Маликова Н.М., Измаилова А.Ж.
(«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «Каспиймұнайгаз» филиалы»)

В. Молдабек кен орны мысалында полимерлердің реологиялық қасиеттеріне судағы агрессивті құрамдастардың әсері

Бұл мақалада полимердің реологиялық қасиеттеріне әсер ететін судағы агрессивті құрамдастар қарастырылған. Бұдан әрі мақала «ҚМГ Инжиниринг» ҒЗИ ЖШС «Каспиймұнайгаз» Филиалының зертханасында зертханалық зерттеулерге негізделген материалдарды қамтиды, онда реологияға әсер ететін негізгі құрамдастар толық ашылады. Сондай-ақ, жоғарыда аталған қасиеттерге айналымның әсері қызықты бақылау болды. Зертханалық зерттеулер MCR92 Anton Paar реометрінде RheoCompass бағдарламалық жасақтамамен, 0,61 – 150,00 с-1 жылжу жылдамдығының диапазонында, кен орындарының қойнауқаттық температурасы кезінде жүргізілді.

Түйін сөздер: полимер, реология, тұтқырлық, минералдау, жылжыту жылдамдығы, тәуелділік.

Маликова Н.М., Измаилова А.Ж.
(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)

Влияние агрессивных компонентов в воде на реологические свойства полимеров на примере месторождения В.Молдабек

В данной статье рассмотрены агрессивные компоненты в воде, которые влияют на реологические свойства полимера. Далее статья содержит материалы, основанные на лабораторных исследованиях в лаборатории Филиала ТОО НИИ «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз», где подробно раскрываются основные компоненты, влияющие на реологию. Также интересным наблюдением стало воздействие оборотов на вышеупомянутые свойства. Лабораторные исследования проводились на реометре MCR92 Anton Paar с программным обеспечением RheoCompass, в диапазоне скоростей сдвига 0,61 – 150,00 $с^{-1}$, при пластовой температуре месторождений.

Ключевые слова: полимер, реология, вязкость, минерализация, скорость сдвига, зависимость.

Malikova N.M., Izmailova A.Zh.
("CMG Engineering" LLP Branch "Caspymunaigas")

Influence of aggressive components in water on the rheological properties of polymers the case of the field V.Moldabek

Aggressive components in water which influence to rheological properties of the polymer are provided in this article. Further the article contains a materials based on laboratory studies in the laboratory of the Branch of LLP RLC "CMG Engineering" "Caspiymunaigas" where, the main components influencing to rheology are effected in detail. Also, interesting observation becomes influence of the turnover on the

above-mentioned properties. Laboratory studies were carried out on MCR92 Anton Paar rheometer with RheoCompass software, in the range of fluid shear rates 0.61 - 150.00 s-1, at reservoir temperature of fields.
Key words: polymer, reology, viscosity, mineralization, fluid shear rate, dependence.

Уразаков К.Р., *т.ғ.д., профессор (РФ, Уфа қ.,УММТУ)*
Нурташев А.Т. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Ұңғымалық штангалық сорғылардың қондырғыларын пайдалана отырып, механикаландырылған тәсілмен пайдаланылатын Өзен кен орнының XIV горизонтының кен өндіру ұңғымаларының кенжар қысымын оңтайландыру

Мұнай кен орындарын ұтымды игеру бірқатар кәсіптік міндеттерді дұрыс шешуге байланысты, олардың бірі ұңғымалардың өндіруші қорын пайдаланудың оңтайлы режимін есептеу және негіздеу болып табылады, оның едәуір бөлігі ұңғымалық штангалық сорғылардың қондырғыларын қолдану арқылы механикаландырылған тәсілмен пайдаланылады.

Уразаков К.Р.*, д.т.н., профессор (УГНТУ, г. Уфа, РФ)*
Нурташев А.Т. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Оптимизация забойного давления добывающих скважин XIV горизонта месторождения Узень, эксплуатируемых механизированным способом с применением установок скважинных штанговых насосов

Рациональная разработка нефтяных месторождений зависит от правильного решения ряда промысловых задач, одной из которых являются расчет и обоснование оптимального режима эксплуатации добывающего фонда скважин, значительная часть которого эксплуатируется механизированным способом с применением установок скважинных штанговых насосов. В статье приведены исследования скважин при эксплуатации с забойным давлением ниже давления насыщения по XIV горизонту месторождения Узень. В результате теоретических исследований и обработки промысловых данных получены формулы для определения рациональных режимов работы добывающих скважин. Результаты выполненной работы дают возможность в условиях промысла надежно решать вопросы оптимизации добычи нефти, что в конечном итоге отразится на объемах добываемой нефти и повышении эффективности разработки.

***Urazakov K.R.**, D.E.S., professor (USPTU, Ufa, RF)*
***Nurtashev A.T.** (JSC "NIPIneftegas")*

Bottom-hole pressure optimization of production wells of the XIVth horizon of the Uzen field, which are operated mechanically with the use of wellbore rod pump units

Rational development of oil fields depends on the correct solution of a number of field problems, one of them is the calculation and substantiating of the optimal mode of operation of the production well stock, a significant part of which is operated by mechanical method with using of sucker rod pump units. Researches of wells at operation with bottom-hole pressure lower than bubble point pressure on XIVth horizon of Uzen field is presented in the article. Formulas for identifying of rational operating modes of producing wells in a result of theoretical researches and processing of field data are received. The results of the performed work give an opportunity to solve reliably the issues of optimization of oil production in the conditions of the field, which in the end will affect the volumes of produced oil and increase the efficiency of development.

Нуршаханова Л.К.,** т.ғ.к., доцент, **Динмухамед Т.Д.,
(Ш. Есенов атындағы КМТИУ)

Кәсіптік ақпаратты сараптау негізінде ұңғыларды пайдалануды талдау нәтижесі

Мақалада штангалық-тереңдік сорғышты қондырғымен пайдаланатын ұңғы жабдықтарының жұмыс процесіндегі кездесетін қиындықтарға қатысты мұнай ұңғыларын пайдалану бойынша кәсіптік деректерді талдаудың нәтижесі келтірілген.

Нуршаханова Л.К.,** к.т.н, доцент **Динмухамед Т.Д.,
(КГУТИ имени Ш. Есенова)

Результаты анализа эксплуатации скважин на основании экспертизы профессиональной информации

В статье приводится результат анализа профессиональных данных по эксплуатации нефтяных скважин касательно осложнений, возникающих в процессе работы скважинного оборудования, эксплуатирующего штангово-глубинной насосной установкой.

Nurshakhanova L.K., *Cand. Sc., adjunct lecturer* ***Dinmuhamed T.D.,***
(*CSUTE named after Sh. Esenov****)***

Results of wells operation analysis based on expert examination of professional information

The result of analysis of professional data on oil well operation concerning complications arising in the process of operation of well equipment operating a sucker rod and deep pumping unit is carried out in the article.

Баямирова Р.У., *т.ғ.к, доцент,* ***Орынбасар И.К.,***
Бектурган Б.Д., *(Ш. Есенов атындағы КТИМУ)*

Газ конденсатымен мұнай қоспаларының қасиеттері

Мақалада мұнайдың, конденсаттың, олардың қоспалары мен эмульсияларының тұтқырлық қасиеттерін зерттеу нәтижелері келтірілген, оның нәтижесінде Қарашығанақ кенорнының мұнайы жоғары күкіртті, аз шайырлы, парафинді жеңіл мұнайға, ал конденсат- жеңіл, күкіртті және парафинді сұйық көмірсутектерге жататыны анықталды. Конденсаттың түрлі мөлшерінде тұтқырлықтың температураға тәуелділігі және 2:1 арақатынастағы конденсатпен мұнай қоспасының тұтқырлығының тәуелділігі анықталды.

Баямирова Р.У., *к.т.н., доцент,* ***Орынбасар И.К.,***
Бектурган Б.Д., *(КГУТИ имени Ш. Есенова)*

Свойства смесей нефти с газовым конденсатом

В статье приводятся результаты исследования вязкостных свойств нефти, конденсата, их смесей и эмульсий, в результате которой было установлено, что нефть Карачаганакского месторождения относится высокосернистым, малосмолистым, парафинистым легким нефтям, а конденсат – к легким, сернистым и парафинистым жидким углеводородам. Определена зависимость вязкости от температуры при различном содержании конденсата и зависимость вязкости от температуры смеси нефти с конденсатом в соотношении 2:1.

Bayamirova R.U., *CES., adjunct lecturer,* ***Orynbasar I.K.,***
Bekturgan B.D. *(CSUTE named after Sh. Esenov)*

Mixture properties of oil with gas condensate

The analysis results of viscous properties of oil, condensate, its mixture and emulsion is carried out in the article, as a result which it was established that oil at the Karachaganak field is relate to high sulfur, low resin, paraffinaceous with light oils, and condensate – to light, sulphuric and paraffinaceous liquid hydrocarbons. The dependence of viscosity on temperature at different condensate content and dependence of viscosity on temperature of the mixture of oil and condensate in the ratio of 2:1 is determined.

Рамазанова Г.И., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Босинов Д.Ж.
(«Қ.И.Сәтпаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті» КАҚ)

Мұнай құбырын тоқтату және іске қосу режімдерін үлгілеу

Мақала «Жетібай-Өзен» мұнай құбырын учаске үлгісінде тоқтату және іске қосудың стационарлық емес үдерістерін үлгілеуге арналған. Тасымалданатын мұнайдың реологиялық қасиеттерін есепке алумен жылу-гидравликалық есептердің математикалық үлгісі келтірілді. Есептер жұмыс авторлары әзірлеген бағдарламаның арнайы модулімен жүргізілген. Есептерде қайта іске қосқаннан кейін мұнайдың қысымы, температурасы, жылдамдығы көтерілген және суыған кезде құбыр жолындағы мұнайдың температурасының уақыт бо йынша төмендеуі анықталды. Сондай-ақ сорғы агрегаттарының, қыздыру мештерінің қуаты бойынша және қысқа мерзімді тоқтаудан кейін құбыржолының учаскесін қайта іске қосу үшін қажетті олардың тұтынатын энергиясы бойынша деректер алынды.
Түйін сөздер: үлгілеу, мұнай құбыры, тасымалдау, тоқтату, қайта іске қосу, бағдарламалық өнім.

Рамазанова Г.И., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Босинов Д.Ж.
(НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева»)

Моделирование режимов остановки и пуска нефтепровода

Статья посвящена моделированию нестационарных процессов остановки и перезапуска на примере участка нефтепровода «Жетыбай-Узень». Приведена математическая модель тепло-гидравлического расчета с учетом реологических свойств транспортируемой нефти. Расчеты проведены специальным модулем программы, разработанной авторами работы. В расчетах определены снижение по времени температуры нефти в трубопроводе при остывании и повышение давления, температуры, скорости нефти после перезапуска.

Также получены данные по мощности насосных агрегатов, печей подогрева и потребляемой ими энергии, необходимой для перепуска участка трубопровода после краткосрочной остановки.
Ключевые слова: моделирование, нефтепровод, транспортировка, остановка, перезапуск, программный продукт.

Ramazanova G.I., Bekibayev T.T., Zhappbasbayev U.K., Bosinov D.J.
(NAO "Kazakh National Research Technical named after).
K.I. Satpayev University")

Modeling of shutdown conditions and oil pipe line starting operation

The article refers to modeling of nonsteady shut-down procedures and restarting on case of oil pipe line area "Zhetybai-Uzen". Mathematic model of warm-hydraulic calculation in view of rheological properties of the cargo oil is presented. The calculations are carried out by special module program developed by work authors. The decrease in time of oil temperature in the pipeline during cooling and the increase in pressure, temperature and speed of oil after restarting is determined in calculations. Also the received data on the capacity of pumping units, heater treater and their energy consumption required for bypassing the pipeline section after a short-term shutdown were also obtained.
Key words: modeling, oil pipe line, transportation, shutdown, restarting, program product.

Рылеев А.А.,*т.ғ.к,* ***Сабалдаш В.В.****,* ***Арыстанбекова Л.Д., Бабаев Д.В., Хибадулла Р.Н.*** *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Ұңғымалық және беттік жағдайларда Доңға кенорнының мұнайында АШПШ кристалдану температурасын анықтау

Бұл жұмыста қойнауқаттан бастап мұнай дайындау қондырғысына (МДАЦ) дейін Доңға кенорнының парафинді мұнайын тасымалдау мәселесі қаралды. Орындалған зертханалық зерттеулердің, ұңғымалар, шығу желілері және жинағыш коллекторлар бойынша мұнай эмулсиясын тасымалдау есептерінің негізінде парафиннің тұнба болып түсетін учаскелері анықталды. Парафин тұнбасының ең көп мөлшері жинағыш коллекторға түсетіні көрсетілді, ол бойынша эмульсия МДАЦ-қа келіп түседі.

Парафин түзу ингибиторының осы кенорын мұнайындағы парафин шөгінділеріне әсер етуі бойынша зерттеулер жүргізілді және Pandep-5101 парафин түзу ингибиторының концентрациясы іріктелді. Осы ұсыным Доңға кенорнында сәтті енгізілді.

Рылеев А.А.,*к.т.н.,* ***Сабалдаш В.В.****,* ***Арыстанбекова Л.Д., Бабаев Д.В., Хибадулла Р.Н.*** *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Определение температуры кристаллизации АСПО в нефти месторождения Дунга в скважинных и поверхностных условиях

В данной работе рассмотрена проблема транспортировки парафинистой нефти месторождения Дунга от пласта до установки подготовки нефти (ЦППН), На основании выполненных лабораторных исследований, расчетов транспортировки нефтяной эмульсии по скважинам, выкидным линиям и сборным коллекторам выявлены участки, на которых происходит выпадение парафина в осадок. Показано, что наибольшее количество осадка парафина выпадает в сборном коллекторе, по которому эмульсия поступает на ЦППН.

Проведены исследования по влиянию ингибитора парафинообразования на отложения парафина в нефти данного месторождения и подобрана концентрация ингибитора парафинообразования Pandep-5101. Данная рекомендация успешно внедрена на месторождении Дунга.

Ryleev A.A., *CES.,* ***Sabaldash V.V., Arystanbekova L.D., Babayev D.V., Khibadulla R.N.*** *(JSC "NIPIneftegas")*

Determination of ARPD crystallization temperature in Dunga oilfield under well and surface conditions

The problem of the paraffin oil transportation from Dunga field from formation to installation of oil treatment (CPF) is considered in this work. On the based on performed laboratory analysis, calculations of oil emulsion transportation on wells, flow lines and gathering mains the site from which a wax deposition in sediment are revealed. It is shown that the greatest amount of paraffin settlement falls in the gathering main, from which the emulsion is delivered to the CPF.

Analyses on the influence of paraffin inhibitor on paraffin deposits in the oil of this field were carried out and the concentration of paraffin inhibitor Pandep-5101 was selected. This recommendation was successfully implemented at the Dunga field.

Жапбасбаев У.К., Солтанбекова К.А., Манханова А.Е.
(«Қ.И.Сәтпаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті» КАҚ)

Кенбай тобы кенорнының тасбаған үлгілеріне сілтілік-ББЗ –полимерлі әсерін зертханалық зерттеу

Сілтілік-ББЗ-полимерлі (ASP) суландыру бұл химиялық МАӘ, мұнда сілті, ББЗ және полимер мұнай жұлындысы түрінде айдалады. Осы үш компоненттің синергетикалық әсері беттік керілудің төмендеу және қабылдау пішінін теңестіру есебінен мұнайдың шығарылуын жақсартуға мүмкіндік береді. **Сілтілік-ББЗ –полимерлі** (ASP) әсерін кең ауқымды пилоттық сынау Қытайда, Үндістанда, Ресейде, АҚШ-та қолданылды және әсер ету әдісінің тиімділігін көрсетті. Мақалада ББЗ-сілті және мұнай ерітінділерімен флюидтердің фазалық іс-әрекеті н анықтау бойынша зерттеулердің нәтижелері ұсынылды. Кенбайтобы кенорнының тасбаған үлгілерінің мысалында сілтілік-ББЗ-полимерлік әсерін қолдана отырып мұнайды шығару коэффициентін анықтау бойынша сүзгілік зерттеулер жүргізілді.
Түйін сөздер: сілтілік-ББЗ-полимерлі (ASP) әсері, шығару коэффициенті, мұнайдың тұтқырлығы, қойнауқаттық температурасы, қойнауқаттық судың минералдануы, өткізгіштігі, мұнаймен қанығуы.

Жапбасбаев У.К., Солтанбекова К.А., Манханова А.Е.
(НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева»)

Лабораторные исследования щелочно-ПАВ-полимерного воздействия на образцах керна месторождения Кенбайской группы

Щелочно-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение это химический МУН, в котором щелочь, ПАВ и полимер нагнетается в виде оторочки. Синергетический эффект этих трех компонентов позволяет улучшить нефтеизвлечение за счет снижения поверхностного натяжения и выравнивания профиля приемистости. Широкомасштабные пилотные испытания щелочно-ПАВ-полимерного (ASP) воздействия применялись в Китае, Индии, России, США и показали успешность и эффективность метода воздействия. В статье представлены результаты исследования по определению фазового поведения флюидов с растворами ПАВ-щелочь и нефть. На примере образцов керна месторождения Кенбайской группы проведены фильтрационные исследования по определению коэффициента вытеснения нефти с применением щелочно-ПАВ-полимерного воздействия.
Ключевые слова: щелочно-ПАВ-полимерное (ASP) воздействие, коэффициент вытеснения, вязкость нефти, пластовая температура, минерализованность пластовой воды, проницаемость, нефтенасыщенность.

Zhapbasbayev U.K., Soltanbekova K.A., Mankhanova A.E.
(NAO "Kazakh National Research Technical named after) K.I. Satpayev University")

Laboratory analysis of alkali- surfactant-polymer influence to core samples at the Kenbay group

Alkali-surfactant-polymer (ASP) water flooding is a chemical EOR in which alkali, surfactant and polymer are injected in the form of a rim. The synergistic effect of these three components improves oil recovery by reducing surface tension and leveling the injectivity profile. Wide-scale pilot tests of alkali- surfactant -polymer (ASP) exposure were used in China, India, Russia, and the USA and showed the success and effectiveness of the exposure method. The results of the study to determine of the phase behavior of fluids with surfactant-alkali and oil solutions are presented in the article. On the example of core samples at the Kenbay group field a filtration studies were carried out to determine the oil displacement coefficient with using of alkali- surfactant -polymer impact.
Key words: Alkali-surfactant-polymer (ASP) impact, displacement coefficient, oil viscosity, formation temperature, produced water mineralization, perviousness, oil saturation.

Токбаев А.А., Измаилова А.Ж.
(«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС филиалы «Каспиймұнайгаз»)

«КазГерМунай» БК» ЖШС кенорындарының үлгісінде тоттану ингибиторларының тиімділігін салыстырмалы талдау

Мұнай көмірсутектер қоспасы болып келеді, егер мұнда тоттану үдерісін белсендендіруге қабілетті компоненттер болмаса, электр химиялық тоттану күрделенген.

Қазақстанның көптеген мұнай кенорындарында ұңғыма өнімін игеру және өндіру үдерісінде судың мөлшері ұлғаяды.

Суландыру ұлғайған сайын жерүсті құбыр желілеріндегі эмульсияның тұрақтылық арақатынасы төмендейді және ол қатпарланады, су мұнай эмульсиясынан жеке фаза ретінде белсенді түрде бөліне бастайды, тоттану-белсенді қойнауқаттық суы құбыр желісінің ішкі бетімен түйісе бастайды, ал ерітілген газ күкіртсутек, көмірқышқыл газ және оттегі ретінде тек тоттану үдерісін үдетеді [1].
Түйін сөздер: тоттану, тоттану жылдамдығы, химреагент тиімділігі, ТӨС.

Токбаев А.А., Измаилова А.Ж.
(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)

Сравнительный анализ эффективности ингибиторов коррозии на примере месторождений ТОО «СП «КазГерМунай»

Нефть, представляет собой смесь углеводородов, в которой электрохимическая коррозия затруднена, если в ней не присутствует компоненты, способные активировать коррозионные процессы.

На многих нефтяных месторождениях Казахстана в процессе разработки и добычи скважинной продукции увеличивается содержание воды.

С возрастанием обводненности отношение стойкости эмульсии в наземных трубопроводах снижается, и она расслаивается, вода начинает активно отделяться от нефтяной эмульсии как отдельная фаза, коррозионно-агрессивная пластовая вода начинает контактировать с внутренней поверхностью трубопровода, а растворенные газы как сероводород, углекислый газ и кислород лишь ускоряют процесс коррозии [1].

Ключевые слова: коррзия, скорость коррозии, эффективность химреагента, ОПИ.

Tokbayev A.A., Izmailova A.Zh.
(Branch LLP "CMG Engineering" "Caspyimunaigas")

Comparative analysis of corrosion inhibitors efficiency in case of LLP JV "KazGerMunai" fields

Oil is a hydrocarbon mixture in which electrochemical corrosion is difficult unless it contains components that can activate corrosion processes.

Water content increases during the development and production of well products in many oil fields in Kazakhstan.

The ratio of emulsion stability in ground-surface pipelines decreases with increasing of water cut and it demixes, water begins to actively separates from the oil emulsion as a separate phase, corrosion-aggressive produced water begins to come into contact with the pipeline inner surface and dissolved gases as hydrogen disulfide, carbon dioxide gas and oxygen only accelerate the process of corrosion [1].

Key words: corrosion, corrosion rate, chemical agent effeciency, PPT.

Баямирова Р.У., *т.ғ.к., доцент,*
Умирзаков Н.А., *(Ш. Есенов атындағы КТИМУ)*

Мұнайды әртүрлі беттік-белсенді заттармен (ББЗ) және композициялармен дайындау

Мақалада жеңіл қайнайтын көмірсутектерді пайдалана отырып мұнайды сусыздандыруға арналған мәселелерді қараудың талдамалы әдеби шолуы келтірілген. Орталық тепкіш гидроциклон өрісінің көмегімен бөлінетін жеңіл көмірсутектерді пайдалана отырып мұнайды дайындаудың перспективалы тәсілі анықталды.

Баямирова Р.У., *к.т.н., доцент,*
Умирзаков Н.А., *(КГУТИ имени Ш. Есенова)*

Подготовка нефти различными поверхностно-активными веществами (ПАВ) и композициями

В статье приведен аналитический литературный обзор рассмотрения вопроса, посвященных обезвоживанию нефти с использованием легкокипящих углеводородов. Определен перспективный, способ подготовки нефти с использованием легких углеводородов, отделяемых с помощью центробежного поля гидроциклона.

Bayamirova R.U., *CES., adjunct lecturer,*
Umirzakov N.A., *(CSUTE named after Sh. Esenov)*

Oil treatment by different surface-active agents (SAA) and compositions

The analytical literary review of consider the issue dedicated to oil dehydration with use of light boiling hydrocarbons is resulted in the article. The perspective method of oil treatment with use of light hydrocarbons separated by centrifugal field hydraulic cyclone is determined.

Асанов К.Б. *(«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «Каспиймұнайгаз» филиалы)*

Тік ұңғыманың бекітілген оқпанында жинақтауды орнатумен алғашқы сәтті ҚКГБ

Бұл мақалада Ақтөбе облысындағы кен орнында тік ұңғымадағы алғашқы қойнауқаттың көп сатылы гидробұзылуын өткізу нәтижелері ұсынылған. Кен орны игерудің басынан бастап бір пайдалану нысанымен әзірленеді. Жатындардың кей жерлерде жалпы биіктігі 400 м-ге дейін жетеді, сәйкесінше игерудің басынан бастап барлық өнімді қойнауқаттарға тұтас перфорациялаған. Тәжірибелік жұмыс төрт өнімді қойнауқатты ашқан жалпы қалыңдығы 182 метрге дейінгі ұңғымада перфорациялаумен жүргізілді. Барлық өнімді

қабатшықтарды жарық күйінде ашу және оларды әзірлеуге тарту мақсатында ашылудың/жабылудың қайталанған циклі бар ҚГБ муфталар жүйесі бар 4-ші кезеңді жинақтауды пайдалану шешілді. Нәтижесінде, аталған технологияны пайдалана отырып, ҚКГБ өткізгеннен кейін мұнай өндірудің 4- еселік өсімі алынды. Бұдан әрі осы әдісті басқа ұңғымаларда-кен орнының үміткерлерінде қолдану жоспарланып отыр.

Түйін сөздер: Қойнауқаттың көп сатылы гидравликалық бұзылуы, өтімділігі, жарылуы, өткізгіштігі, скин-факторы, мұнайлылығы, жоғарғы пермь шөгінділері.

Асанов К.Б. *(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)*

Первое успешное МГРП с установкой компоновки в обсаженном стволе вертикальной скважины

В данной статье представлены результаты проведения первого многостадийного гидроразрыва пласта в вертикальной скважине на месторождении в Актюбинской области. Месторождение разрабатывается одним эксплуатационным объектом с начала разработки. Общая высота залежей местами достигает до 400м, соответственно с начала разработки все продуктивные пласты были перфорированы в сплошную. Опытная работа была проведена на скважине с перфорацией общей мощностью до 182 метров, вскрывшей четыре продуктивных пласта. В целях вскрытия всех продуктивных пропластков трещинами и вовлечение их в разработку, было решено использовать 4-х стадийную компоновку с системой муфт ГРП с повторным циклом открытия/закрытия. В результате, после проведения МГРП с использованием данной технологии был получен 4-х кратный прирост добычи нефти. В дальнейшем планируется применение данного метода на других скважинах-кандидатах месторождения.

Ключевые слова: Многостадийный гидравлический разрыв пласта, проницаемость, трещина, проводимость, скин-фактор, нефтеносность, верхнепермские отложения.

Asanov K.B. *(“CMG Engineering” LLP Branch “CaspyMunaigas”)*

First successful MSHF with unit of packaging in cased hole of the vertical well

The results of first multistage hydraulic fracturing performing in vertical well at the field in the Aktyubinsk oblast are presented in this article. The field has been developed by one production facility since the beginning of development. Total height of deposits in some places reaches up to 400m respectively since the beginning

of development of all productive formations were perforated in continuous. The development work was carried out in well with perforated with total power till 182 meters which drilled four formations. In order to drill of all productive formations with cracks and involve them into development it was decided to use 4 stage packaging with frac sleeve system with recycling open/close operation. As a result, 4-x incremental oil production was obtained after carrying out of MSHF with using of this technology. This method is planned to be applied for other well candidates at the field in the future.

Key words: Multi-stage of formation hydraulic fracturing, perviousness, crack, conductivity, skin-factor, oil bearing capacity, upper Permian sediment.

Каженов М.Б. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

БҚО кен орындарындағы БАҚ-мен қарсы күресу әдістері

Мақалада Батыс Қазақстан облысының кен орындарындағы бағанаралық қысымға қарсы күресу әдістері қарастырылады. Қысымды төмендетуге және одан әрі бағанаралық қысымды жоюға, немесе өндірістік қауіптерді болдырмау және қоршаған ортаға әсерін азайтуға мүмкіндік беретін әрбір қолданылатын әдістің ерекшеліктері мен артықшылықтары көрсетілген. Сондай-ақ бағдарламалар мен әдістемелік ұсынымдарды әзірлей отырып, бағанаралық қысымдарды жоюдың тиімді әдісін анықтау.

Каженов М.Б. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Методы борьбы с МКД на месторождениях ЗКО

В статье рассматриваются методы борьбы с межколонным давлением на месторождениях Западно-Казахстанской области. Указаны особенности и преимущества каждого применяемого метода, позволяющего снизить давление и в дальнейшем ликвидировать межколонные давления, либо держать под контролем, и чтобы предотвратить производственные риски, и снизить воздействие на окружающую среду. Также выявить эффективный метод ликвидации межколонных давлений, разрабатывая программы и методические рекомендации.

Kazhenov M.B. *(JSC "NIPIneftegas")*

Methods of controlling with ICP at the WKR fields

The methods of controlling with intercasing pressure at the West-Kazakhstan

region are provided in the article. The features and benefits of each using a method allow for to reduce a pressure and further eliminate the intercasing pressure or keep control and to prevent production risks and to reduce the environmental impact. Also, to identify an effective method of liquidation of intercasing pressures, developing programs and methodical recommendation.

Белоусов А.Н. («Казинжиниринг» ЖШҚ)

Жобалық басқарудың заманауи үрдістері

Мақалада жобалық басқарудың заманауи тәсілдері көрсетілген. «Жобаларды басқару бойынша білім жинағына басшылық» атты ANSI PMI PMBOK® Guide халықаралық стандарты негізінде жобаларды басқарудың үдерістік тәсілдері сипатталған. Мақалада жобалау ұйымдарының ұйымдық-құрылымдық сұлбаларындағы өзгерістерге, атап айтқанда жобаларды басқару кеңсесін (ЖБК) құруға басты назар аударылды. Әр түрлі әдістемелер негізінде негізгі функцияларды сипаттай отырып, ЖБК қызметінің бағыттары мен модельдері қарастырылды.

Белоусов А.Н. (ООО «Казинжиниринг»)

Современные тенденции проектного управления

В статье отражены современные подходы к проектному управлению. Описаны процессные подходы к управлению проектами на основе международного стандарта ANSI PMI PMBOK® Guide - "Руководство к Своду знаний по управлению проектами "). Основной акцент в статье сделан на изменении в организационно-структурных схемах проектных организаций, а именно создание офиса управления проектами (ОУП). Рассмотрены направления деятельности и модели ОУП с описанием основных функций на основе различных методологий.

Belousov A.N. (LLC “Kazengineering”)

Current trend of the project management

The modern approach to project management reflects in article. The process approaches to project management on the basis of international standards ANSI PMI PMBOK® Guide – “Guidance to projects management body of knowledge” are described. The main emphasis in the article is made on change in the organizational-structural diagrams of the project organizations namely creation of

a project management office (PMO). The directions of activity and models of the PMO with description of main functions on the basis of different methodologies are considered.

Баховчук Е.А., Бегоулева М.А.
(«Жобаларды басқару технологиялары» ЖШҚ)

Мақалада мұнайгаз саласындағы ақпараттық технологияларға көп көңіл бөлінген, олар нысанның өмірлік циклінің барлық кезеңдерінде жиі қолданылады. Активтерді басқаруда компьютерді қолдану мүмкіндіктері қарастырылды, ақпараттық үш өлшемді үлгілер(3D) жобалық және жұмыс құжаттамасына сараптама жүргізу үдерісін айтарлықтай жеңілдетуге, құрылыс басталғанға дейін нысанның нақты цифрлық телқосағын көруге мүмкіндік береді. Барлық өндірістік және сервистік кәсіпорындар заттардың Ғаламтор технологияларын, оның ішінде өндіріс, логистика және өз өнімдері мен қызметтерін сату үдерістерінде, сондай-ақ оларды сатудан кейінгі пайдалану және қызмет көрсету үдерістерінде көптеген түрлі датчиктерді пайдаланатын болады. Мұндай технологияларды қолдану роботтандыру және өндірістік үдерістерді автоматтандыру есебінен мемлекеттік экономиканың барлық салаларында еңбек өнімділігін арттыру үшін жағдайлар қалыптастыруға ықпал ететін болады.

Баховчук Е.А., Бегоулева М.А.
(ООО «Технологии управления проектами»)

Цифровая промышленная революция. Практическое применение информационных технологий в нефтегазовой отрасли

Большое внимание в статье уделено информационным технологиям в нефтегазовой отрасли, которые все чаще применяются на всех этапах жизненного цикла объекта. Рассмотрены возможности применения компьютера в управлении активами, информационные трехмерные модели (3D) позволяют существенно облегчить процесс проведения экспертизы проектной и рабочей документации, увидеть реальный цифровой двойник объекта до начала его строительства. Все производственные и сервисные предприятия будут использовать технологии Интернета вещей, в том числе огромное количество различных датчиков как в процессах производства, логистики и продажи своих продуктов и услуг, так и в процессах их послепродажного использования и обслуживания. Применение таких технологий будет способствовать формированию условий для повышения

производительности труда во всех сферах государственной экономики за счет роботизации и автоматизации производственных процессов.

Bakhovchuk E.A., Begouleva M.A.
("Technologies of project management" LLC)

Digital industrial revolution. Practical application of information technologies in the oil and gas industry

Much attention on information technologies in the oil and gas industry is given, which are increasingly used at all stages of life-cycle of the facility. Possibilities of using a computer in asset management are considered, information 3-D models (3D) allows to significantly facilitate the process of carrying out expertise of design and detailed documentation, to see the real digital twin of the object prior to its construction. All production and service enterprises will use technologies of Internet of things, including a huge number of various transmitters both in processes of production, logistics and sales of its products and services, and in processes of its after-sale use and maintenance. Application of such technologies will promote conditions for increase in labor productivity in all fields of state economy through robotization and automation of production processes.

Турсунова А.Б. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Ақсай қ. сапалы ауыз сумен қамтамасыз етудің өзекті мәселелері

Бұл мақалада Батыс Қазақстан облысы Бөрлі ауданы Ақсай қ. сапалы ауыз сумен қамтамасыз ету бойынша қолданыстағы көзді, сумен жабдықтау жүйесін талдау және неғұрлым өзекті мәселелерге шолу қарастырылады.

Турсунова А.Б. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Актуальные вопросы по обеспечению качественной питьевой водой г.Аксай

В данной статье рассматривается анализ существующего источника, системы водоснабжения и обзор наиболее актуальных вопросов по обеспечению качественной питьевой водой г.Аксай Бурлинского района Западно-Казахстанской области.

Tursunova A.B. *(JSC "NIPIneftegas")*

Topical issue on quality drinking water supply in Aksay

The analysis of existing source of the water-supply system and review of the most topical issue on quality drinking water supply into Aksay city, Borili District of the West Kazakhstan oblast is considered in this article.

Сыдык Д.С., Каримова А.Л. *(«МұнайгазҒЗЖИ» АҚ)*

Қалдықтарды бөлектеп жинау-«жасыл» экономикаға жолындағы алғашқы қадам

Осы мақалада Қазақстан Республикасының «жасыл» экономикаға өтуінің маңызды элементтерінің бірі ретінде қалдықтарды бөлектеп жинау жүйесін жетілдіру бойынша қадамдары қарастырылды. Мемлекеттің, кәсіпкерлердің және ел тұрғындарының қалдықтарды жинау, өңдеу және кәдеге жарату үшін инфрақұрылымды дамытуда; халықтың экологиялық мәдениетін қалыптастыруда; қалдықтарды бөлектеп жинауына насихаттау жүргізуде бірлесіп жұмыс істеу қажеттілігі анықталды және негізделді. Сондай-ақ әлемнің ең таза елінде экологиялық заңнама қалайша сәтті жұмыс жасайтыны және тұрмыстық қалдықтарды басқарудың толық айналым жүйесі енгізілгені мысалға келтірілген.

Сыдык Д.С., Каримова А.Л. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Раздельный сбор отходов – первый шаг на пути к «зеленой» экономике

В данной статье рассмотрены шаги по модернизации системы раздельного сбора отходов, как одного из важных элементов перехода Республики Казахстан к «зеленой» экономике. Выявлена и обоснована необходимость совместной работы государства, предпринимателей и жителей страны в развитии инфраструктура для сбора, переработки и утилизации отходов; в формировании экологической культуры населения; ведении пропаганды раздельного сбора отходов. Также показан пример как в самой чистой стране мира успешно работает экологическое законодательство и внедрена система полного цикла управления бытовыми отходами.

Sidik D.S., Karimova A.L. *(JSC "NIPIneftegas")*

Wastes separate collection– initial step on the road to "green" economic

The steps to modernization the system of waste separate collection as one of the important elements of the transition of the Republic of Kazakhstan to a "green" economy was provided in this article. Necessity of joint work of the state businessmen and inhabitants of the country in development of an infrastructure for gathering, processing and recycling of a wastes is revealed and proved; in formation of ecological culture of the population; conducting propagation of separate gathering of a wastes. Also, shows a case of how the cleanest country in the world successfully operates environmental legislation and introduced a system of a full cycle of domestic household wastes management.

Андреева В.А., *инженер-химик (Қазақстан, Ақтау)*

Тұщыландырылған ауыз судың физиологиялық құнарлылығын ғылыми зерттеу нәтижелерін қорыту

Планетаның су ресурстары, әсіресе ауыз су ресурстары шексіз емес екендігі жалпыға мәлім. Бұл мақалада адам ағзасына әсер ететін судағы агрессивті құрамдастар қарастырылған. Қауіп факторы тұщы судың биологиялық кондициялаудың қажеттілігін елемеу болып табылады. Жүргізілген ғылыми зерттеулер мен кейінгі практика теңіз немесе минералдандырылған судан жасанды ауыз суды дайындау технологиясын қолдану шартымен аридті аймақтарда ірі қалаларды құрудың мүмкіндігі мен орындылығын толық растады. Биокондиционерлеу жасанды ауыз суды су дайындаудағы тұщы сулардың химиялық құрамын қалыптастырудың табиғи үдерістерін нақты еліктеуге мүмкіндік береді.

Андреева В.А., *инженер-химик (Казахстан, Актау)*

Обобщение результатов научных исследований физиологической полноценности питьевой опреснённой воды

Обобщение результатов научных исследований физиологической полноценности питьевой опреснённой воды

Общеизвестно, что водные ресурсы планеты не безграничны, в особенности ресурсы питьевой воды. В данной статье приведены данные по влиянию микрокомпонентного состава воды на организм человека. Фактором риска является игнорирование необходимости биологического кондиционирования

опреснённой воды. Проведённые научные исследования и последующая практика полностью подтвердили возможность и целесообразность создания крупных городов в аридных зонах с условием применения технологии приготовления искусственной питьевой воды из морской или минерализованной воды. Биокондиционирование позволяет более точно имитировать природные процессы формирования химического состава пресных вод в водоподготовке искусственной питьевой воды.

Andreeva V.A., *Chemical Engineer (Kazakhstan, Aktau)*

Aggregation of scientific-research results of physiological full-value of drinking desalinated water

It is generally admitted that water resources of the planet are not infinite, in particular drinking water resources. Aggressive components in water are considered in the article, which affect on human organism. A risk factor is disregard of the need for biological desalinated water conditioning. Conducted scientific-researches and subsequent practice are fully confirmed the possibility and expediency of creating large cities in arid zones with the condition of using the technology of treating the artificial drinking water from sea water and mineralized water. Bio- conditioning allows for more precise simulating natural processes of forming the chemical composition of fresh water in the water treatment of artificial drinking water.

I. ГЕОЛОГИЯ

УДК 001.89:550.34(575.2)

Джанабилова С.О., Кисляков Е.А. *(АО «НИПИнефтегаз»)*
Абдрахматов К. Е. *(Институт сейсмологии Национальной Академии наук Кыргызской Республики)*

Оценка сейсмической опасности активных разломов Северного Тянь-Шаня

Как правило, оценка максимального вероятного землетрясения определяет величину сейсмических воздействий при максимально возможных землетрясениях, но с очень маленькой вероятностью для промышленных и гражданских сооружений 1 раз в 2500 лет, отдельно для водохозяйственных сооружений, включая большие плотины 1 раз в 10 000 лет (1, 4).

При этом были приняты допущения, что сейсмические источники являются линейными с одинаковой вероятностью возникновения землетрясений заданной максимально возможной магнитуды, для конкретного линейного источника в каждой точке этого линейного источника.

Поскольку, главным образом, образование землетрясения происходит на глубине в зоне разлома, то положение эпицентра на поверхности не совпадает с местом выхода на поверхность этого разлома (рисунок 1).

В связи с этим, при выполнении расчетов были приняты следующие допущения:

1. Углы падения упомянутых выше разломов изменяются от 50 до 70 градусов, и средняя величина была принята в 60 градусов.

2. Средняя глубина гипоцентров землетрясений с магнитудой M=7–8 составляет 20 км, а для землетрясений с M= 6-6.5 – 15 км (для территории Средней Азии). Таким образом, положение эпицентров землетрясений с M =7 – 8 при среднем угле падения плоскости разлома 60 градусов смещается в сторону падения плоскости разлома на расстояние в 12 км от положения его на поверхности, а для землетрясений с M = 6 – 6.5 – на расстояние в 9 км.

Числа у линий разломов – максимальная магнитуда возможных землетрясений, предполагаемая по геологическим данным (глубина очага, тип горных пород и их геолого-физические свойства).

С учетом этих допущений была построена карта положения на поверхности эпицентров землетрясений вдоль осевых линий зон разломов с учетом положения гипоцентров, которая использовалась в дальнейшем для выполнения расчетов (рисунок 2).

Отметим, что для анализа в качестве линейных источников приняты именно активные разломы. Считается, что каждый новейший разлом является активным в позднем плейстоцене-голоцене, т.е. на протяжении последних 100 тыс. лет геологической истории. Однако такое допущение представляется

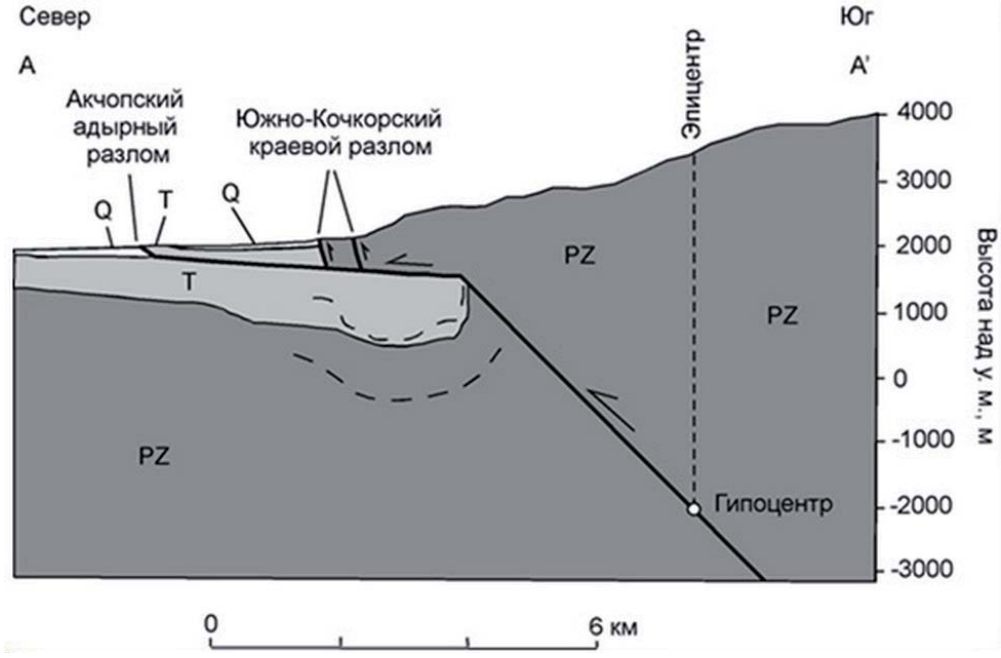


Рис. 1 - Положение гипоцентра и эпицентра землетрясения в структуре полого падающего разлома

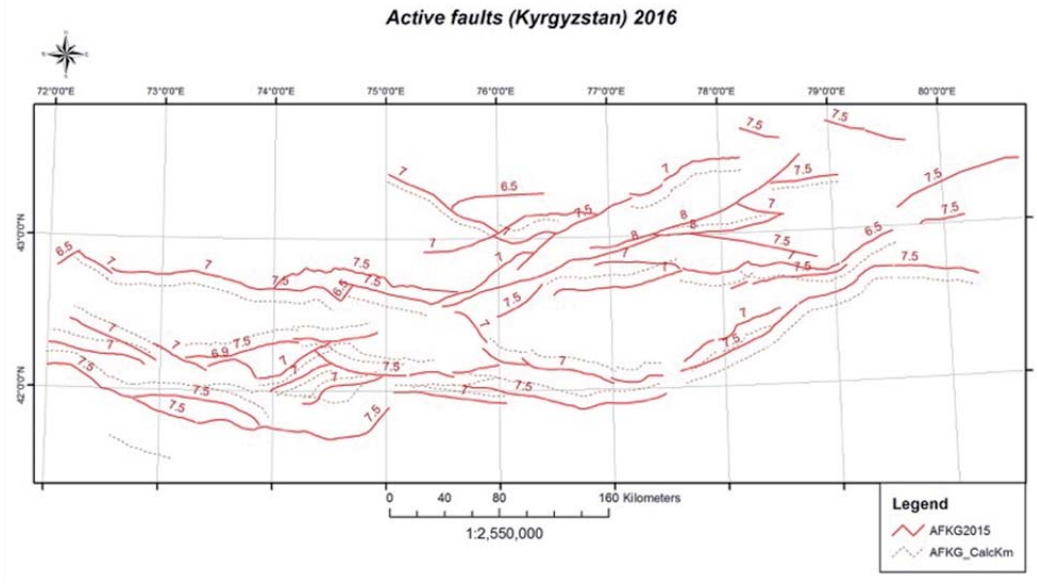


Рис. 2 - Карта положения на поверхности эпицентров землетрясений вдоль осевых линий зон активных разломов с учетом положения гипоцентров

нам недоказанным. Известно, например, что зона известного на Тянь-Шане разлома, называемого «линией Николаева» которая была активной на протяжении начальных стадий новейшего этапа, начиная с четвертичного времени потеряла активность. Кроме того, имеются свидетельства того, что даже зоны активных разломов имеют сегменты, которые в позднем плейстоцене - голоцене не были активными.

Поэтому при оценке сейсмической опасности необходимо, либо считать всю зону новейшего разлома потенциально опасной без указания на ее активность в позднем плейстоцене-голоцене, либо выделять только те разломы, в пределах которых есть указания на то, что их крылья были активны в указанное время. Такое разделение существенно меняет картину структурного рисунка региона и соответственно, меняет картину сейсмической опасности.

Задачей являлось определить величину интенсивности в баллах в зависимости от расстояния до сейсмического источника.

Определение закономерностей затухания колебаний (ускорений или скоростей) в зависимости от расстояния до источника землетрясения является одной из наиболее важных проблем при оценке сейсмической опасности. Для получения наиболее реальной карты сейсмической опасности того или иного региона необходимо, чтобы зависимость затухания была основана на детальном анализе макросейсмических и инструментальных данных для данного региона, а также учитывала локальный эффект грунтовых условий. Как правило, для целей общего сейсмического районирования оценка сейсмического воздействия для большой территории используется среднее значение ускорений или скоростей в так называемых скальных породах.

Инструментальные данные по сильным движениями как источник о замеренных величинах ускорений поверхности грунта при сильных сейсмических колебаниях довольно малочисленны, и имеются только для ограниченного числа районов. Макросейсмические данные не всегда корректны для оценки закономерностей затухания (неравномерное расположение населенных пунктов с типичной застройкой, влияние рельефа и состава пород на интенсивность сотрясений, неполнота и достаточный субъективизм данных и прочее). Поэтому все чаще производятся попытки использования уже имеющихся закономерностей затухания полученных для одних регионов, как расчетным путем при помощи синтетических записей сильных движений, так и эмпирическим путем при анализе инструментальных и макросейсмических данных для оценки сейсмической опасности в других аналогичных регионах. Как правило, большинство используемых уравнений затухания сейсмических колебаний, их интенсивности в значениях ускорений или балльности основаны на зависимости ослабления интенсивности сотрясений в зависимости от эпицентрального расстояния. Фактически же принимается в расчет гипоцентральное расстояние (расстояние от источника),

который располагается на той или иной глубине от земной поверхности. Обычно для расчетов используются несколько эмпирических уравнений, которые получены для сходных тектонических условий и основаны на достаточно большом количестве фактического материала. При этом, чем меньше фактических данных и ниже их качество, тем больше ошибка в расчетах, которая может достигать 50% (обычно определяется величиной стандартного отклонения-сигма).

Применительно к Северному Тянь-Шаню было принято наиболее приемлемое эмпирическое уравнение, которые было уже использовано при оценке сейсмической опасности для территории Центральной Азии. Кроме того, это уравнение затухания учитывает и морфологический тип разлома, как источника землетрясений, поэтому в используемых уравнениях затухания интенсивности применены эмпирические коэффициенты именно для взбросо-надвигового типа разломов, поскольку именно такой тип разломов развит в Северном Тянь-Шане.

Поскольку при сейсмическом районировании были использованы оценки сейсмических воздействий в значениях сотрясаемости в баллах по шкале MSK-64 в данном исследовании также были выполнены расчеты сейсмических воздействий в баллах интенсивности сотрясений. Использовалось уравнение Д.Бинди с соавторами основанное на анализе данных по Центральной Азии (2).

$I = a1M + a2 – a3\log10 (\sqrt{Repi2+h2}/ h2 – a4(\sqrt{Repi2+h2} - h)$

где I – интенсивность сотрясений в баллах шкалы MSK-64, M – локальная магнитуда, Repi – эпицентральное расстояние в км, h - глубина очага в км a1, a2, a3, и a4 – эмпирические коэффициенты.

При использовании этих уравнений расчета интенсивности значения глубины эпицентра принимались 20 км для магнитуд ≥ 7, 15 км для магнитуд 6-6,5 и 10 км – для магнитуд 5,5.

Методика расчетов состоит в следующем. В программе ARCGIS Spatial Analyst на основе карты зон линейных источников землетрясений (активные разломы) района было рассчитано по формуле и построено распределение интенсивности в баллах шкалы MSK-64 в зависимости от расстояния от линейных источников землетрясений с заданной максимальной магнитудой. При построении карты вычислялось максимальное значение интенсивности от всех источников, расположенных в радиусе 500 км от места расположения. Таким образом, построена карта распределения интенсивности сотрясений в виде матрицы с размером ячеек 500х500м с вычисленным значением балльности в каждой ячейке (рисунок 3). При близком расположении различных источников землетрясений программа сохраняла в ячейках максимальное из всех значений ускорения.

Карта распределения интенсивности сотрясений в баллах указанной шкалы

приведена на рисунке 3. Детальное рассмотрение полученных результатов показывает, что наши данные являются более «структурными», т.е. вместо обширных полей максимальных сотрясений (9 баллов) мы получили протяженные вдоль зон активных разломов полосы. Это объясняется явлением приуроченности максимальных значений интенсивности к зонам разломов, так как такие зоны являются зонами максимальной раздробленности и, соответственно, зонами пониженной прочности земной коры. Кроме того, именно в зонах разломов проявляются остаточные, необратимые (пластические или разрывные) и обратимые (упругие, а также геофизические поля) во времени следы деформаций и возмущений, вызваннные формированием разлома и подвижками по нему (3). На расстоянии от магистральных разломов интенсивность сотрясений затухает, что соответствует действительности.

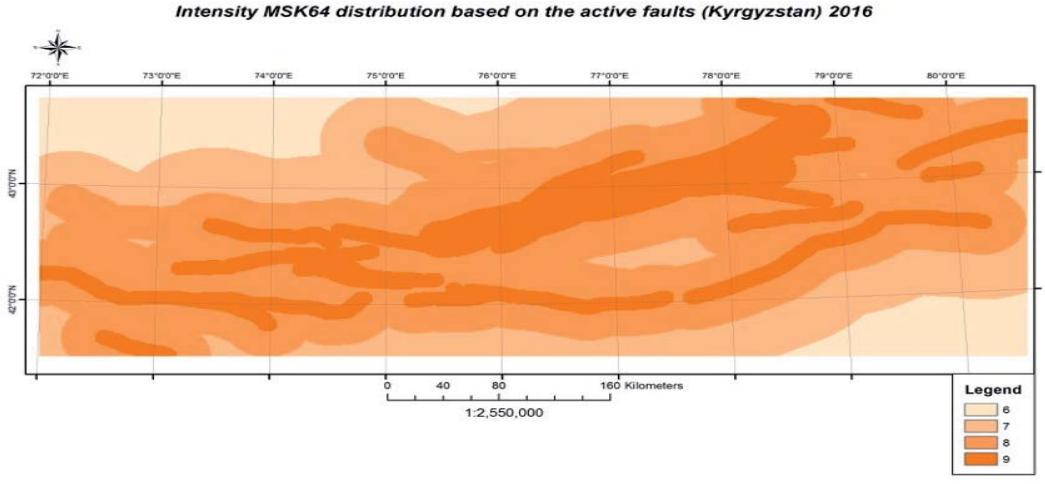


Рис. 3 - Карта распределения значений интенсивности по шкале MSK-64 территории Северного Тянь-Шаня с учетом активных разломов

Необходимо отметить наличие довольно обширных зон 8-балльной интенсивности на всей территории Кыргызской Республики, имеющихся на полученной нами карте, по сравнению с картой сейсмического районирования, изданной в 2011 году (4). Необходимо также внести определенные изменения в карту сейсмического районирования территории Казахстана. Например, в полученной нами карте появились зоны северо-западного направления, совпадающие с Чунджа-Капчагайской зоной активных разломов, в пределах которой могут возникать землетрясения интенсивностью до 9 баллов.

Таким образом, полученные нами данные показывают, что включение в анализ активных разломов существенно изменяют оценку сейсмической опасности территории Северного Тянь-Шаня.

После апробации данного метода определения максимального вероятного землетрясения в более или менее изученном районе рекомендуется использовать для оценки сейсмической опасности в нефтегазоносных районах.

Список использованной литературы

1. Нормативный документ СП КР 22-103 «Порядок долгосрочной оценки уровня сейсмической опасности на территории Кыргызской Республики»
2. Bindi, D., S. Parolai, A. Oth, K. Abdrakhmatov, A. Muraliev and J. Zschau (2011). Intensity Prediction Equations for Central Asia, Geophys. J. Int., 187 (1), 327-337; doi:10.1111/j.1365-246X.2011.05142.x.
3. Сейсмическое районирование Руспублики Казахстан // Курскеев А.К., Тимуш А.В., Шацилов В.В. и др. - Алматы: «Эверо». - 2000.
4. Абдрахматов К.Е., Джанузаков К.Д., Фролова А.Г., Погребной В.Н. Карта сейсмического районирования Кыргызской Республики. Масштаб 1: 1 000 000. Объяснительная записка. - Бишкек: «Илим». - 2011. – 24 с.

УДК 001.89:550.34(575.2)

Джанабилова С.О., Кисляков Е.А. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Разломно-блоковая структура Северного Тянь-Шаня и сейсмичность

Как известно, о морфологии новейших структурных форм можно судить по характеру деформации пенеплена, выработанного на самых различных по возрасту следующих зонах. О. К. Чедия (1986), Э. Арган (1935), С. С. Шульц (1948), назвали такие формы «складками основания». Для них характерно асимметричное строение и наличие разрыва, осложняющего крутое крыло. Такое сочетание складчатой деформации с разрывом послужило поводом к названию подобных структур «глыбовыми складами» (И. М. Синицин, И. П. Герасимов). Чаще всего структурные формы, представляющие комбинацию складчатой и разрывной дислокации именуются «грабен-синклиналями» и «горст-антиклиналями» (О. К. Чедия, 1986).

Однако, в сейсмотектонических построениях, иногда для выявления особенностей пространственно-временного распространения сейсмичности бывает важно и полезно иногда абстрагироваться от складчатого характера новейших мегантиклиналей и называть их блоками, подчеркивая разломно-блоковый характер земной коры. Поэтому в дальнейшем изложении мы будем применять нейтральный термин «блок» или «блоковая структура».

Для выявления блоковой структуры Северного Тянь-Шаня была составлена карта новейшей тектоники этого региона в масштабе 1:500000. Эта карта позволила оконтурить новейшие структуры, обладающие разным темпом и направленностью движений. Ниже приводится краткое описание выделенных блоков (рисунок 3).

Илийская впадина, в пределах изученной нами территории, по своим структурным особенностям делится на несколько существенно разных частей: собственно Илийская впадина (38), Дегереский (38а) и -Бериктасссский, (38б) блоки.

Киндиктасская мегантиклиналь представлена одноименные хребтом северо-западного простирания (14). Она разделяет Илийскую и Чуйскую впадину, на востоке под острым углом по Предзаилийскому или Каракунуз-Алматинскому разлому сочленяется с субширотно вытянутым Заилийским антиклинорием. Северо-западным продолжением Киндиктасской мегаструктуры является Чу-Илийская мегантиклиналь того же простирания. Юго-западное крыло Киндиктасской мегантиклинали взброшено за новейший этап по отношеню к Илийской впадине на 1300 и более м над Илийской впадиной. *Кастекский блок (15)* или горст-антиклиналь является структурой,

относящейся к Заилийскому антиклинорию. Структура имеет асиммеричную форму с пологим южным крылом и коротким северным крылом, которое обрывается к Каракунузской грабен-синклинали, днище которой маркируется маломожными отложениями нижнего-неогена (Чедия, 1986.).

Майтюбинский блок (16) представляет собой пологую антиклиналь, заключенную между Каракунузским разломом, по которому она надвинута на Дегересскую синклиналь и зоной Заилийских разломов почти субширотного простирания. К востоку пологое крыло указанной антиклинали постепенно переходит в предгорья, возвышающиеся над Алматинкой впадиной.

Заилийскийантиклинорий (17) представлен одноименным хребтом, который в общем характеризуется северной асимметрией, а на востоке и западе дробится на ряд горст –антиклинальных структур третьего порядка (Чедия,1986). На востоке Заилийское поднятие расщепляется на собственно Илийскую (на юге), Донжайляусскую и Карачинскую горст-антиклинали, разделенные грабен-синклинальными структурами (Чедия, 1986). На западе периклиналь антиклинория представлена тремя куоисно расположенными брахиантиклиналями: Байбичесаурской, Орловской и Талдыбулакской, из которых две первые являются юго-восточным ограничением Чуйской впадины.

Чуйская впадина по своим структурным особенностям делится на две существенно разные части. Северная ее часть, обычно именуемая Чуйской моноклиналью, характеризуется пологим падением к юго-западу домезозойского фундамента (глубина залегания 0-0,5км), представленного юго-западным крылом Киндыктасской мегантиклинали. Южная часть Чуйской впадины представлена узким глубоким асимметричным Предкиргизским прогибом (глубина залегания до – 4000 м). Границей между двумя частями впадины служит флексурно-разрывная зона, представляющая собой резкий перегиб домезозойского фундамента с крутым падением в южных румбах, осложненный серией разрывов сбросового типа (Юдахин, 1970; Чедия, 1986). Выявление некоторых характерных особенностей строения домезозойского фундамента (строение флексурно-разрывной зоны, наличие сбросов в фундаменте, глубина залегания фундамента) позволяет выделить в Чуйской впадине три блока.

Самый крайний западный *(Западно-Чуйский-38)* блок представляет собой мульду Предкиргизского прогиба, постепенно переходящую в Чуйскую моноклиналь (глубина залегания фундамента до – 4000 м).

Центральный блок (Центрально-Чуйский-39) представлен опущенной частью прогиба (до 3,5 км ниже уровня моря), ограниченной с севера флексурно-разрывной зоной, а с юга – Иссык-Атинским разломом. Восточно-Чуйский блок (40) представляет собой центриклинальное замыкание Предкиргизского прогиба, к северу переходящую в южное крыло Кастекского

хребта, а с юга обрывается Иссыкатинским разломом.

Переходная зона сопряжения мегаструктур (низкие предгорья) занимает промежуточное, пограничное положение и имеет двоякое значение. С одной стороны, это зона изменившая знак движений в четвертичное время (опускания сменились поднятиями), а с другой – она до сих пор располагается над максимально опущенной частью ПредСеверного прогиба (4500 м). Учитывая ее современное морфоструктурное положение, мы сочли возможным выделить в ее пределах самостоятельные блоки. Это *Сокулукский блок (54)* с (глубиной погружения фундамента до – 0,5-3,0 км) и *Серафимовский блок* с максимальной мощностью и наиболее полным разрезом палеоген-неогеновых отложений (свыше 4000 м).

Киргизский хребет представляет собой мегаструктуру, протяженностью свыше 600 км, которая может быть разделена на несколько блоков (структур более высокого порядка) отличающихся положением реконструированной древней денудационной поверхности. Эти блоки разделяются либо линеаментами северо-западного или меридионального простирания, либо секущими разрывами. Кроме того, Киргизская мегантиклиналь может быть разделена на 3 части по характеру асимметрии. Как указывал О. К. Чедия (1986), если за центр Киргизской мегаструктуры принять *Алаарчинский блок (9)* или Аксуйскуюмегантиклиналь по указанному автору, то остальные структуры того же порядка будут характеризоваться правокулисным размещением в восточной части мегантиклинали и преимущественно левокулис6ным в ее западной части, которая характеризуется к тому же более сложным строением.

Крайняя восточная часть Киргизской мегантиклинали представлена *Восточно-Киргизским блоком (11),* который имеет ясно выраженную северную асимметрию. В его пределах выделяется несколько блоков меньших размеров, наклоненных к востоку. Шарнир этой структуры воздымается от 2000 м на юго-востоке до 4250 м в ее центральной части.

Расположенный западнее *Иссыкатинский блок* имеет характерную треугольную форму и образован сочетанием сдвигов северо-западного и северо-восточного направлений. Этот блок характеризуется определенной симметричностью, но в это же время наклонен к западу. Именно в пределах этого блока фиксируется максимальное значение новейших воздыманий во всей Киргизской мегаструктуре (до 4900 м).

Для *Алаарчинского (9) и Каракольского (8)* блоков характерна – сочетание пологих и длинных северных крыльев и взброшенных южных, т.е. горизонтальное перемещение масс происходит с юга на север. Максимальное воздымание шарниров достигает здесь 4000 м. В продольном сечении эти блоки симметричны, возможно с некоторым наклоном малых блоков от центра.

Интересно строение *Карабалтинского (6)* блока, который имеет длинное

и пологое северное крыло и соответственно взброшенное северное крыло. Таким образом, горизонтальное движение масс происходит здесь с севера на юг. Это означает, что здесь происходит смена симметрии в пределах Киргизской мегаструктуры. Однако, расположенный южнее *Кумбельский блок (5)* выглядит довольно симметричным, как в поперечном, так и в продольном направлениях.

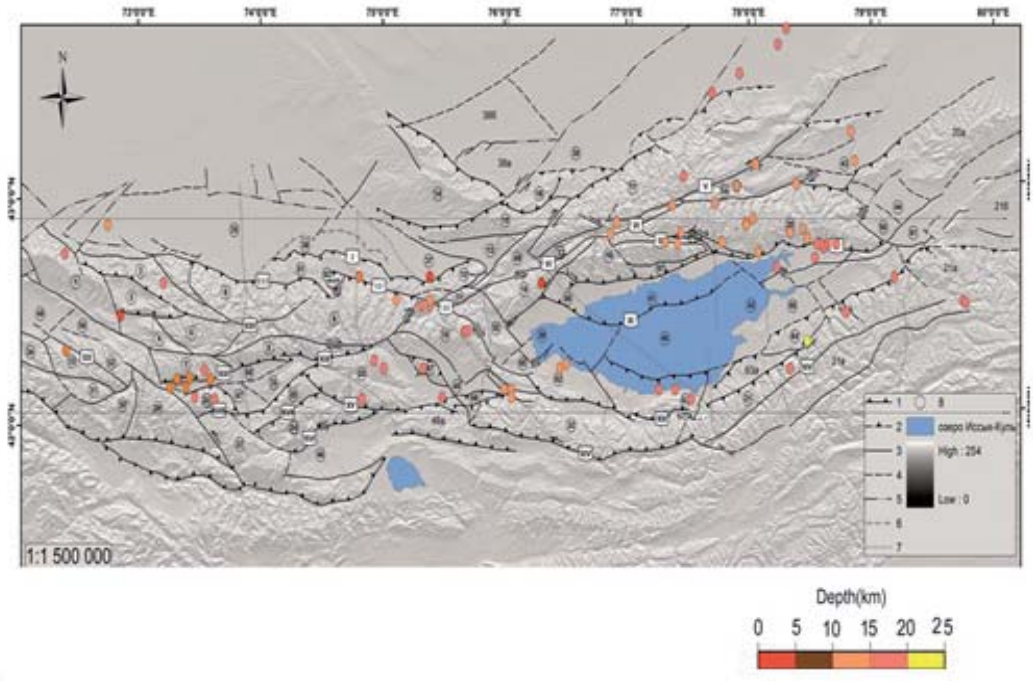


Рис. 1 - Карта-схема новейших блоков Северного Тянь-Шаня. Условные обозначения: Цифра в кружках – номер и название блока. Римскими цифрами обозначены основные новейшие разломы. Вынесены эпицентры землетрясений с M≥ 4, цветом показана глубина эпицентра.

Fig. 1 - A schematic map of the newest units of the Northern Tien Shan. Legend: The figure in the circles - the number and title block. Roman numerals indicate the latest major faults. Delivers the epicenters of earthquakes with M≥ 4, shows a color depth of the epicenter.

Названия блоков, устойчивого поднятия: 1-Шунгурский, 2-Каракыштакский, 3-Каратастюбинский, 4-Бакайташский, 5-Кумбельский, 6-Карабалтинский, 7-Тюзашунский, 8-Каракольский, 9-Алаарчинский, 10-Киргизский, 11-Окторкойский, 12-Байбичесаурский, 13-Кичикеминский, 14-Киндиктасский, 15-Кастекский, 16-Майтюбинский, 17-Заилийский, 18-Кунгейский, 19-Чоктальский, 19а-Центрально-Кунгейский, 20-Курментинский, 20а-Кетменский, 21-Восточнотерскейский, 21а-Баянкольский, 21б-Нарынкольский, 21в-Центрально-Терскейский, 22-Западнотерскейский, 23-Карамойнок-Сандыкский, 24-Минтеке-Сарыбулакский, 25-Ойгаинский, 26-Киндикский, 27-Сандыкский,

28-Арамсуйский, 29-Сусамыртооский, 30-Жаныртмакский, 31-Музторский, 32-Арпатектирский, 33-Джергетальский, 34-Карагайминский.

Абсолютного и относительного прогибания:

35-Западно-Чуйской, 36-Центрально-Чуйской, 37-Восточно-Чуйской, 38-Илийский, 38а-Дегереский, 38б-Бериктасссский, 39-Рыбачинский, 40-Центрально-Иссыккульский, 41-Северо-Иссыккульский, 42-Восточно-Иссыккульский, 43-Чарынский, 44-Каркаринский, 45-Кочкорский, 46-Джумгальский, 47-Тунукский, 48-Таласский, 49-Новороссийский.

Переходного режима:

50-Ортотокойский, 51-Сокулук-Серафимовский, 52-Шекулинский, 53-Кеминский, 54-Чиликский, 55-Боомский, 56-Торуайгырский, 57-Чолпонатинский, 58-Аксуйский, 59-Тасминский, 60-Талдыбулакский, 61-Кегеньский, 62-Улахольский, 63-Каджисайский, 63а-Джуукинский, 64-Джетыогузский, 65-Кызыломпульский, 66-Джоонарыкский, 67-Ортокский, 68-Джакшский.

Названия основных разломов: I –Иссык-Атинский, II-Шамси-Тюндюкский, III-Чонкурчакский, IV-Каракунузский, V-Северо-Кеминский, VI-Южно-Кеминский, VII-Чиликский, VIII-Северо-Аксуйский, IX-Южно-Аксуйский, X-Предкунгейский, XI-Торуайгыр-Тасминский, XII-Южно-Иссыккульский, XIII-Предтерскейский, XIV-Центрально-Терскейский, XV-Бозалаташский, XVI-Джумгальский, XVII-Ойгаинский, XVIII-Суекский, XIX-Каракольский, XX-Ичкилитооский, XXI-Аспаринский.

К западу и к юго-западу от Кумбельского блока выделяются *Утмекский (7), Бакайташский (4) и Арпатектирский (15) блоки,* представленные одноименными антиклиналями, обладающие различным стилем асимметрии.

Каратастюбинский блок (3) представлен несколькими антиклинальными и синклинальными структурами субширотного и северо-западного простирания. Шарниры складок воздымаются до высоты 3500 м. Особого внимания заслуживает Каракыштакский (2) блок, в пределах которого имеются палеоген-неогеновые отложения небольшой мощности. Это блок также асимметричен: наиболее погруженная его часть приурочена к его северному борту.

Самым западным блоком на рассматриваемой территории является *Шунгурский блок (1),* который выглядит симметричным.

К югу от Киргизской мегаструктуры расположены блоки внутренней части Тянь-Шаня, анализ которых помогает в расшифровке геодинамики окраинных частей орогена, но в деталях, в рамках настоящей диссертации не рассматриваются, поэтому их описание опускается.

К востоку от Северного мегаблока расположены новейшие структуры

горного обрамления Иссык-Кульской впадины, которые были ранее описаны А. К. Трофимовым. Поэтому дальнейшее описание мы проводим согласно материалам указанного исследователя.

Иссык-Кульская межгорная впадина с запада на восток от Караташского порога древнего стока до перевала Санташ, имеет протяженность 260 км при максимальной ширине 50-60 км. Обобщенная ось этого сложно построенного грабен-синклинального мегаблокаимеет в общем выпуклость к югу. Северо-Иссык-Кульский (Торуаигыр-Тасминский – (У) рис. 1) разлом разделяет его на два макроблока: *Северо Иссык-Кульский (Предкунгейский) и Центрально-Иссык-Кульский (Предтерскейский).* Предкунгейский прогиб шириной в 20 км - это в основном моноклиналь южного падения, в пределах которой суммарные амплитуды движений изменяются от +1000 до -2500. Зона низких предгорий, краевая часть впадины, сложенная неогеном, развита здесь фрагментарно. Предтерскейский прогиб – Центрально – Иссыккульская грабен-синклиналь, шириной до 40 км, занимает основную площадь впадины. Суммарные амплитуды движений здесь меняются от +1000-1500 до -3500 м, достигая максимальных значений на востоке и в центре впадины. Общая синклинальная структура впадины осложнена пологими и малоамплитудными антиклиналями и синклиналями субширотного и северо-восточного простирания.

Южно-Иссык-Кульская зона низких предгорий, сложенная в основном неогеном, с севера ограничена одноименным разломом. Она протягивается вдоль всего подножья Терскейского поднятия и имеет выдержанную ширину в 20 км. Тамгинский левосторонний сдвиг разделяет адырную зону, как и Терскейское поднятие, на два макроблока: *Улахол-Каджисай и Джуука-Джетыогуз,* которые имеют соответственно субширотное северо-западное и северо-восточное простирание. В пределах первого блока чехол неогеновых отложений маломощен (500-1000 м); в ядрах антиклинальных складок основания, имеющих ярко выраженную южную асимметрию, часто наблюдается откопанная предорогенная поверхность выравнивания, выработанная на породах домезозойского основания. На востоке Иссык-Кульскую впадину замыкает *Турген-Аксу-Чубарджонскоеадырное поднятие* (амплитуда движений от +1500 до -1500 м), переходящее на севере – в Тасминское. Последнее относится внутридепрессионным, также как и такие мелкие поднятия как Тепке, Бирбаш, Оргочор (на востоке впадины) и Бозбармак (на западе).

Кунгейское поднятие отделено от Иссык-Кульской впадины системой Предкунгейских разломов (IУ). Обобщенная ось поднятия имеет выпуклость к северу. Культорский разлом и Аксуйский грабен разделяет его на три горст-антиклинальныхмакроблока: *Калмакашуйский (18), Чоктальский (19), Урюктинский (20).* Общая протяженность поднятия 270-280 км при ширине 20-30 км.

Складки основания имеют в основном северную асимметрию, хотя и встречаются и симметричные. Внутри блоков развиты в основном кулисно расположенные брахиподобные горст-антиклинали; протяженными поднятиями являются лишь *Центральное* (80 км), расположенное к югу от Аксуйского грабена, и *Восточно-Кунгейское* (Талдыбулакское – 50 км). Суммарные амплитуды поднятий здесь изменяются от 2000 до 4500 м.

Терскейское поднятие (амплитуды от 2000 до 4750 м) с севера ограничено зоной Предтерскейского разлома, с юга – Центрально-Терскейского разлома. Тамгинским сдвигом и связанные с ним линеаментом поднятие разделяется на два симметричных «крыла»: *Западно-Терскейское и Восточно-Терскейское,* имеющих соответственно выдержанное северо-западное простирание. Разрывы северо-западного простирания разделяют Западно-Терскейский блок на ряд узких блоков с кулиснорасположеннымигорст-антиклиналями. Наиболее опущенная северная часть блока (Семизбельская, Конуроленская, Кольбельскаяграбен-синклинали) «ныряют» под систему взбросо-надвигов и подвигов, образующих западную ветвь Предтерскейского разлома. Более монолитным являются Восточно-Терскейское поднятие, которое Центрально-Терскейским разломом разделяется на два вытянутых горст-антиклинальных блока, имеющих южную асимметрию. На востоке обособляется характерный Бозучакский блок, зажатый между Предтерскейским и Центрально-Терскейскими разломами (с севера и юга) и линеаментами Восточно-Сарыджазским и Кызылсуйским. Для него характерным является изменение простирания складок основания с субширотного северо-восточного на северо-западное (Трофимов, 1973).

Расположенные восточнее *Баянкольская (21а), и Нарынкольская (21б)* мегантиклинали имеют такие же характеристики как и само Восточно-Терскейское поднятие – южная асимметрия и вытянутая в суюширотном направлении форма.

На востоке к Иссык-Кульской впадине примыкают *Каркара-Текесская и Кегеньская впадины (44),* обрамленные с севера *Кетменьским* поднятием(20а), с юга – *Баянкольским* (21а).

Каркара-Текесская впадина заходит на описываемую нами территорию своей восточной частью и представляет собой асимметричную синклиналь, выполненную неогеновыми молассами большой мощности и осложненную с севера цепью кулисно подставляющихся брахиантклинальных структур (антиклиналь Каратау, Сарытау и др.). Эти структуры отделяют Каркара-Текесскую впадину от расположенной севернее Кеген-Каркаринской впадины (44).

Кетменьскаямегантиклиналь (20а) представляет собой асимметричную мегантиклиналь с пологим северным крылом, перекрытым галечным шлейфом слившихся конусов выноса, их под которых обнажаются юрские

и сильно дислоцированные палеозойские образования. Фрагменты древней денудационной поверхности сохранились на водоразделе одноименного хребта. Южные предгорья ограничены разломов в виде крутого уступа самого хребта, высотой 1000-1500м

На юго-западе к Иссык-Кульской впадине примыкает *Кочкорская впадина (15),* а на северо-западе *Боомский грабен (20)* и Чуйская впадина. Расположенное северное Заилийское поднятие отделено от КунгейскогоКеминским грабеном (53) и относительно опущенным Чилико-Чарынским клиновидным блоком (54).

Таким образом, как видно из вышеприведенного описания, новейшая структура Северного Тянь-Шаня представляет собой систему блоков (мега, макро, микро) разного размера, истории развития, характера асимметрии и др.

Как указывалось ранее, в качестве активных мы выделяем разломы с доказанными позднеплейстоценовыми и голоценовыми перемещениями. Как видно, не все новейшие разломы являются активными, как это можно было бы ожидать. На рис. показаны разломы, активные в позднем плейстоцене-голоцене. Указанные разломы ограничивают блоки, активные в обозначенное время. Как показывает анализ, форма и положение блоков, активных в позднем плейстоцене-голоцене (последние 100 тыс.лет геологической истории), существенно отличается от блоков, активных в новейшее время (10-30 млн. лет. геологической истории)

Отметим, что характерной чертой позднечетвертичной структуры Северного Тянь-Шаня является наличие практически непрерывной зоны активных разломов, состоящей из транспрессионной левосдвиговойКемино-Чиликской зоны (Delvauxet.,al., 2003), переходящей к западу в активные надвиги южного обрамления Чуйской впадины, а с востока ограниченная Чунджа-Капчагайской системой активных разломов северо-западного простирания. Эта зона разделяет изометричные блоки Киргизской части Северного Тянь-Шаня от выпуклых к югу блоков (Заилийский и Чу-Кендыктасский), облекающих Илийскую впадину.

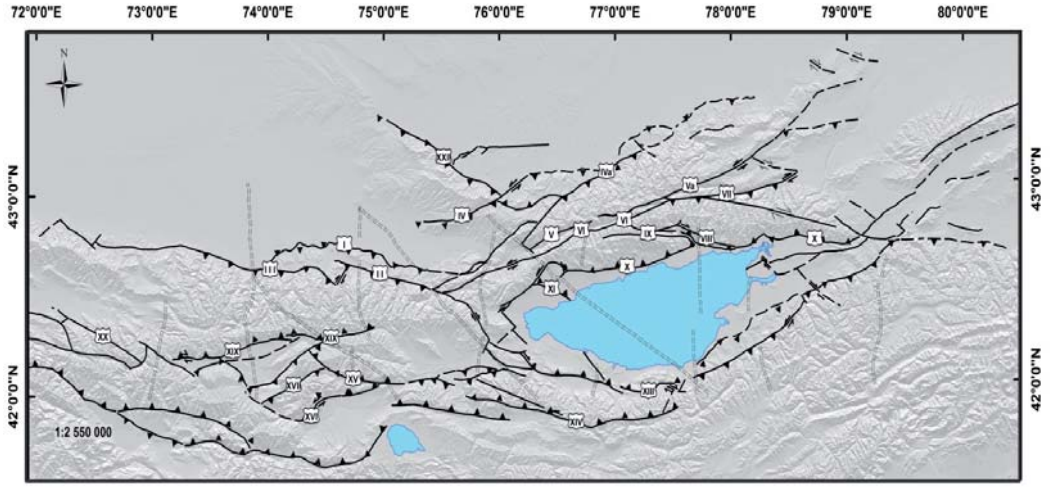


Рис. 2 - Карта активных разломов Северного Тянь-Шаня
Fig. 2 - Map of active faults of the Northern Tien-Shan

Киргизский блок ограничен с севера активными надвигами зоны сочленения одноименного хребта и Чуйской впадины. Скорость позднеплейстоценового сокращения земной коры в зоне Иссык-Атинского разлома, ограничивающего с севера низкие предгория Киргизского хребта, составляет от 0,9+/-0,3 мм/год (долина р. Сокулук) до 2,1+1,7/-0,3 мм/год (долина р. Аламедин) (Абдрахматов и др., 2001) . Активность северной границы подчеркивается возникновением здесь очагов Баласагунского землетрясения 1470 года (М более 6,5), Меркенского землетрясения 1665 года (М = 6,5), Беловодского землетрясения 1770 года (М = 6,9), Беловодского землетрясения 1885 года (М = 6,5-7,5), Кемино-Чуйского землетрясения 1938 года (М = 6,5). С юга указанный блок ограничивается активными надвигами южного борта Кочкорской впадины, которые к западу переходят в активное северное ограничение Джумгальской впадины, где развиты надвиги с левосдвиговой компонентой. Скорость позднеплейстоценового сокращения коры в зоне Акчопского надвига (долина р. Джуанарык) составляет 2,9+1,6/-0,7 мм/год (Абдрахматов и др, 2001) . Сильных землетрясений с магнитудой более 4 в этой зоне не зарегистрировано.

Монолитность Киргизского блока нарушается внедрением с запада в его тело активных разломов Сусамырской зоны, представляющих собой взбросы с правосдвиговой компонентой. Активность этой зоны подчеркивается возникновением здесь в 1992 году Сусамырского землетрясения с М = 7,3 [9].

Иссыккульский блок с севера ограничивается активной Кемино-Чиликской левосдвиговой транспрессионной зоной, которая унаследованно развивалась с палеозоя. К востоку от 77 меридиана граница блока представлена активными разрывами Аксуйского грабена и надвигами Тасминского внутривпадинного поднятия. Согласно предварительным данным, скорость левосторонних

смещений в позднем плейстоцене-голоцене вдоль указанной активной зоны могла достигать до 1-2 мм/год. В пределах этой зоны возник очаг сильнейшего землетрясения Азии - Кеминского землетрясения 1911года (М более 8) и произошли Джаланаш-Тюпское землетрясение 1978 года (М = 6,5), Байсоорунское 1989 года (М = 5,5) и несколько более слабых событий.

Южная граница рассматриваемого блока представлена активными разрывами юго-западного угла Иссыккульской впадины, которые к востоку посредством Тамгинского левого сдвига подставляются обратными взбросами восточного окончания впадины. Активность южной границы блока подтверждается очагами Сарыкамышского землетрясения 1970 года (М=6,5) и нескольких землетрясений с М = 4-5.

Очагов сильных или хотя бы умеренных землетрясений в пределах акватории озера не зарегистрировано.

Зона сочленения Киргизского и Иссыккульского блоков выражена неясно. Здесь находится узкий Боомский новейший грабен северо-западного простирания (Абдрахматов, 2003), который заложился на восточной периклинали Кунгейского хребта. О существовании современных условий растяжения в этой области свидетельствует наличие узкой полосы активных разломов, нарушающих поверхность позднеплейстоценовых конусов выноса, стекающих с массива Кызыл-Омпул и выкалывающих здесь молодой грабен. Его простирание совпадает с более древней, новейшей структурой.

Заилийский блок характеризуется северо-восточным простиранием, с юга ограничивается указанной выше Чилико-Кеминской активной зоной, а с севера - прерывистой зоной активных разломов неясной кинематики. Согласно одним данным эти разломы представляют собой сбросы (Юдахин, Беленович, Паталаха, Чабдаров.1976), другие исследователи считают эти разломы надвигами и взбросами (Чедия,1986, Курскеев, Тимуш, 1987)). Характерно, что при сильнейшем Верненском землетрясении 1887 года (М = 6,5-7.5), которое тяготело к сочленению хребта и впадины, сейсмотектонических дислокаций в этой зоне не возникало.Согласно данным (Абдрахматов, Томпсон, Уилдон, 2007) , скорость позднечетвертичных смещений в зоне сочленения Заилийского хребта с Илийской впадиной составляет около 1 мм/год.

Кунгей-Чарынский блок представляет собой клиновидный блок, вдвинутый в пространство между противоположно выгнутыми дугами, образованными активными разломами, составляющими южную границу Заилийского блока и северную границу Иссыккульского блока. Очаг Чиликского землетрясения 1889 года (М более 8) структурно приурочен к северной границе рассматриваемого блока.

Чу-Кендыктасский блок имеет северо-западное простирание и торцовопричленяется в Заилийскому блоку на меридиане антецедентного участка долины р.Чу. Несмотря на достаточно резкую геоморфологическую

выраженность сочленения хребта Кендыктас и Илийской впадины, сколько-нибудь значимых сейсмических событий здесь не зарегистрировано.

Как следует из приведенного выше анализа, раздробленная структура Северного Тянь-Шаня, отчетливо выраженная в перекрестно-решетчатом характере системы разломов, в позднечетвертичное время была “сконсолидирована” в несколько основных блоков: Киргизский, Иссык-Кульский, Заилийский, Чу-Кендыктасский и Чарынский. Именно по разломным ограничениям указанных блоков сосредоточена основная сейсмичность региона и, соответственно, при оценке сейсмической опасности в качестве площадных источников должны быть выбраны эти блоки.

Список использованной литературы

1. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии, Геология на пороге XX1 века. - М.: Наука. - 1994, - 188 с.
2. Шерман, С.И. Сейсмический процесс и прогноз землетрясений: тектонофизическая концепция. – Новосибирск : Изд-во «Гео». - 2014. – 359 с.
3. Абдрахматов К.Е., Томпсон С., Уилдон Р. Активная тектоника Тянь-Шаня. – Бишкек: Изд-во «Илим». - 2007. - с.70
4. Чедия О.К. Морфоструктуры и новейшийтектогенез Тянь-Шаня. - Фрунзе: Изд-во «Илим», - 1986. - 313 с.
5. Арган Э.. Тектоника Азии, - М-Л.: ОНТИ - 1935
6. Шульц С.С. Анализ новейшей тектоники и рельефа Тянь-Шаня. – М.: Географиз. – 1948. - 220 с.
7. Юдахин, Ф.Н. Геофизические поля, глубинное строение и сейсмичность Тянь-Шаня. – Фрунзе: Изд-во « Илим». – 1983.
8. Трофимов. Новейшая тектоника района Сарыкамышского землетрясения. - Изв. АНКирг.ССР. - 1973, - № 5. - с.3-19.
9. Delvaux D., Abdrakhmatov K.E., Lenzin I.N., and Strom A.L. Landslides and surfasebreacks of the 1911, M 8,2Kemin earthquake, Kyrgyzstan. Russiangeologyandgeophysics, - 2001. - Vol.42. - № 10. – с 1667-167
10. Паталаха Е.И., Чабдаров Н.М. Условия образования рельефа Северного Тянь-Шаня и вероятный механизм процесса. Сейсмотектоника некоторых районов юга СССР. - М.; Наука. – 1976. - с.80-90.
11. Юдахин Ф.Н., Беленович Т.Я. Современная динамика земной коры Тянь-Шаня и физические процессы в очагах землетрясений. Изв. АН Кирг.ССР. Сер. физ.-тех. и матем. Науки. - 1989. - № 1, - с. 101
12. Курскеев А.К., Тимуш А.В. Альпийскийтектогенез и сейсмогенные структуры. - Алма-Ата: Наука. – 1987. - 179 с.

References

13. HajnB.I.Osnovnyeproblemsovremennojgeologii,GeologijanaporogeXX1veka, M., Nauka, 1994, 188 s.
14. Sherman S.I. Sejsmicheskij process I prognozzemletrjasenij: tektonofizicheskajakoncepcija \ S.I. Sherman; Ros. Akad. Nauk, Sibirskoeotd-nie, In-t zemnojkory. – Novosibirsk: Akademicheskoeizd-vo “Geo”, 2014. – 359 s.
15. Abdrahmatov K.E., Tompson S., Uildon P. AktivnajatektonicaTjan’-Shanja. – Bishkek, Ilim. 2007. S.70.
16. Chedija O.k. Morfostruktury I novejshijtektogenezTjan’-Shanja. Frunze: Ilim, 1986, 313 s.
17. E. argan. TektonikaAzii, M-L., ONTI, 1935.
18. S.S. Shul’c. Analiznovejshejtektoniki I rel’efaTjan’-Shanja. – M: Geografiz. 1948-220 s.
19. Judahin F.N. Geofizicheskiepolja, glubinnoestroenie I sejsmichnost’ Tjan’-Shanja. Frunze, Ilim, 1983.
20. Trofimov. NovejshajatektonikarajonaSarykamyshskogozemletrjaseniya. Izv. ANkirg.SSR, 1973, №5, s.3-19.
21. Delvaux D., Abdrakhmatov K.E., Lenzin I.N., and Strom A.L. Landslides and surfasebreacks of the 1911, M 8,2Kemin earthquake, Kyrgyzstan. Russiangeologyandgeophysics, 2001, vol.42, # 10, 1667-167.
22. Patalaha E.I., Chabdarov N.M. Uslovijaobrazovanijarel’efaSevernogoTjan’-Shanja I verojatnyjmehanizmprocessa. //Sejsmotektonikanekotoryhrajonovyu ga SSSR. M., Nauka, 1976, s.80-90.
23. Yudahin F.N. ,Belenovich T.J. Sovremennajadinamikazemnojkory Tjan’-Shanja I fizicheskieprocessy v ochagahzemletrjasenij. Izv. ANKirg.SSR. fiz.-the. I matem.nauki, 1989, №1, s. 101.
24. Kurskeev A.K., Timush A.V. Al’pijskijtektogenez I sejsmogennyestruktury. Alma-Ata, Hauka, 1987. S 179.

УДК 001.89:556.3(574.1)

Дуйсенова С.А. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Генезис подземных вод доюрских отложений Южного Мангышлака на примере месторождения Оймаша

Подземные воды, попутно или специально добываемые при разработке нефтяных и газонефтяных месторождении являются гидроминеральным сырьем, в ряде случаев пригодным для извлечения из него на рациональной технологической и экономической основе таких полезных компонентов как йод, бром, бор, литий, рубидий, цезий, стронций, германий, вольфрам, ртуть, магний, калий, кальций, натрий, хлор, сера и др.

Южно - Мангышлакский артезианский бассейн (ЮМАБ) расположен в Западном Казахстане и в административном отношении относится к Мангистауской области.

Южно-Мангышлакский нефтегазоносный бассейн, частью которого является уникальное месторождение Оймаша, в гидрогеологическом отношении представляет собой гетерогенный водонапорный бассейн и в его пределах получили развитие природные водонапорные системы различных генетических типов. (рисунок 1) [3]

Согласно существующим представлениям о строении подземной гидросферы и гидростратиграфической схеме расчленения водосодержащих толщ Южного Мангышлака, в разрезе Оймашинского месторождения выделяются следующие гидрогеологические системы:

Система грунтовых вод неоген-четвертичных отложений зоны диагенеза;

Система напорных артезианских вод альб-нижнетуронских и неоком-аптских отложений зоны гипергенеза;

Система высоконапорных элизионных вод юрских и триас-палеозойских отложений зоны катагенеза;

Термогидратационная система зоны метагенеза и метаморфизма.

Здесь мы остановимся на системе высоконапорных элизионных вод, с которой связаны залежи нефти месторождения Оймаша, поскольку первые две системы не содержат залежей углеводородов, а термогидратационная система скважинами не вскрыта. В разрезе системы элизионных высоконапорных вод по условиям флюилопроводимости, гидродинамическим и гидрохимическим особенностям выделяется две подсистемы - собственно элизионных вод юрских отложений и квазиэлизионных вод триаса и палеозоя.

Воды доюрского комплекса месторождения Оймаша характеризуются довольно высокой плотностью (1,09-1,1 г/см^3, реже 1,06-1,07 г/см^3), Ряд отличий заключается и в микрокомпонентом составе, когда отмечаются очень высокие концентрации лития (скважина 22), на порядок выше нежели

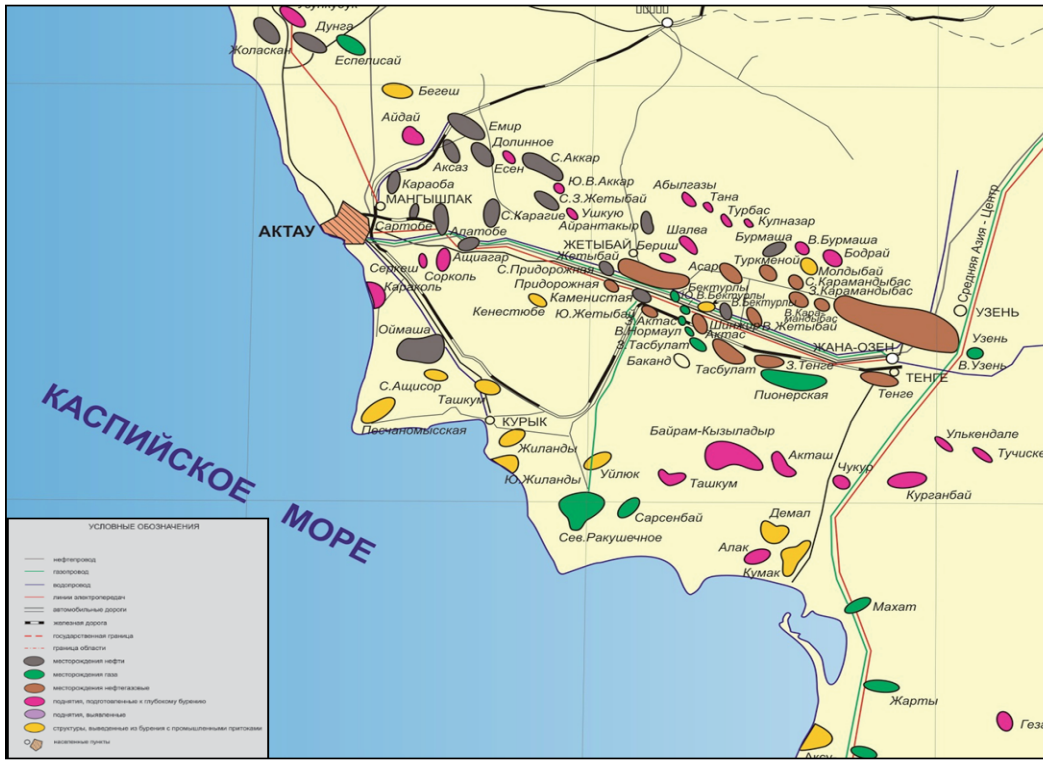


Рис.1 - Обзорная карта месторождений и перспективных структур Южного Мангышлака

в юрских горизонтах, рубидия (8,5 мг/дм^3), цезия (1,6-6,2 мг/дм^3), бора (80 мг/дм^3), среднее содержание которых в юрских водах 4,8 мг/дм^3 (рубидий) и 32 мг/дм^3 (бор). Цезий в юрских водах Оймаши не обнаружен. Несколько выше по отношению к юрским водам и концентрация калия (до 1950 мг/дм^3) и весьма близкие концентрации стронция (462-714 мг/дм^3). [1]

Воды гранитной интрузии по гидрохимическому типу (ХК) также близкие к водам юрских и триасовых отложений, но отличаются ещё меньшими значениями метаморфизации (rNa/rCl до 0,86 - 0,87), низкими концентрациями йода и брома (хлор-бромный коэффициент 478-2957) и очень высоким содержанием редких щелочей-лития, рубидия 11,5-42,8 мг/дм^3, цезия - 17,5-36 мг/дм^3, стронция - до 2300 мг/дм^3, а также калия 2,8-3,9 мг/дм^3. [1]

Степень понижения минерализации пластовых вод доюрских коллекторов по сравнению с вышележащими горизонтами достигает 7-8 раз (рисунок 2). Наблюдаемая инверсия носит сложный характер и проявляется в пределах разбуренных площадей в разной степени. Это связано с мозаичным распространением вод пониженной минерализации, как в плане, так и в аномалии в разрезе триаса и палеозоя. Для ЮМАБ также свойственна мозаичная гидрохимическая зональность доюрского водонефтегазоносного комплекса, причем минерализация вод нижне-среднетриасовых отложений,

меняется в пределах региона от 15-20 до 160 мг/дм^3, нередко на незначительным расстоянии по простиранию пласта. [2]

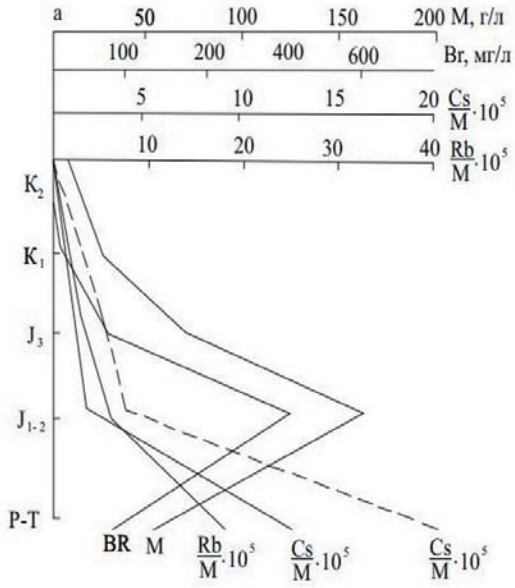


Рис. 2 - Инверсия вертикальной гидрохимической зональности Южно-Мангышлакского артезианского бассейна

Изучение гидрогеологических условий региона триас-палеозойского комплекса основывается на изучении их макрокомпонентного состава и минерализации, а основными выводами, полученными в результате данных исследований, явились следующие данные:

1) воды пониженной минерализации в доюрском разрезе являются чужеродными и имеют очаговый характер распространения;

2) образование глубинных вод связано с поступлением из глубины по неотектонически активным разломом газопарожидких флюидов;

3) получение притоков низкоминерализованных вод указывает на наличие в доюрских низкопроницаемых породах участков развития вторичных коллекторов, которые могут содержать скопления нефти и газа.

Таким образом, можно с полным основанием говорить о наличии в пределах месторождения Оймаша контрастных гидрохимических аномалий (КГА), которые фиксируются и на ряде других площадей Песчаномысско-Ракушечной зоны сводовых поднятий (Жиланды, Северо-Ракушечное). Известны они и в Восточном Предкавказье (Стальская, Мартовская, Эбелекская и др.).

Наиболее ярко, как в нашем примере, КГА выражены в зонах прорыва фундамента гранитными интрузиями и характерны как для самих вод гранитов (Оймаша), так и для вод триаса (Жиланды, Северо-Ракушечное).

В целом же формирование КГА не связано с изменением химического

состава пластовых вод в процессе седиментогенеза и катагенетических преобразований. И в нашем случае мы склонны предположить глубинную природу аномалий. Не исключено, что источником интрателлурических растворов могут быть ювенильные или метаморфогенные флюиды, поступающие по зонам тектонических нарушений в нижние горизонты осадочных бассейнов (тафрогенный комплекс).

Тяготение зон контрастной гидрохимической аномалией (КГА) к областям гранитоидных массивов (как на месторождении Оймаша) может свидетельствовать о следующем:

- тектонические разрывы, рассекающие гранитные массивы, несут роль подводящих каналов для глубинных флюидов;
- выплавление гранитных магм и образование рудоносных (интрателлурических) растворов происходило из одних и тех же зон земной коры по одним и тем же тектонически ослабленным участкам, и в разное геологическое время. По имеющимся данным, начало плавления гранитных магм происходит при температуре 650-7000, что совпадает с условиями перехода лития в подвижное состояние.

Таким образом, разломы, по которым в позднепалеозойское время происходило внедрение гранитных магм, представляют собой глубинные каналы миграции продуктов дегидратации и дегазации зон земной коры и в более позднее время. Исходя из величин геотермического градиента ЮМАБ, температурная зона 650-7000 расположена на глубинах 18-25 км.

Как показали результаты гидрохимического опробования, максимальные концентрации названных выше элементов установлены в пластовых водах триаса и палеозоя, коллекторы которых являются трещинными и порово-трещинными.

Можно лишь отметить, что за время разработки месторождения попутными водами на поверхность было вынесено (при средних значениях концентраций): [1]

Около тонны йода, 30 т брома, более полутора тонн рубидия и столько же цезия, свыше 120 т калия и стронция. Содержание лития в попутных водах Оймаша примерно на порядок выше наиболее часто встречающихся повышенных концентраций. Поэтому эти воды следует считать не только литиеносными, но и отнести в разряд уникальных, поскольку стоимость полезной продукции в 1 м3 исходного сырья (сточных вод) согласно 1982 г составило 42-67 руб. Однако отсутствие методических разработок по оценке запасов попутных вод в трещинных коллекторах не позволяет выполнить комплексную оценку технико-экономических показателей освоения попутных вод.

Выводы: Рекомендуется особый подход оценке роли пластовых и сопутствующих компонентов вод. Необходимо отказаться от сложившегося

стереотипа, когда специалисты-нефтяники рассматривали химический состав пластовых вод только как критерий возможной нефтегазоностости. Пластовую воду следует изучать и оценивать как ценное гидроминеральное сырье и бальнеологический ресурс, также как возможный источник получения гидротермальной энергии. Подземные воды триасовых и палеозойских горизонтов Южного Мангышлака подлежат комплексному изучению и оценке при разведке и разработке месторождений для обоснования целесообразности их использования в народном хозяйстве.

Список использованной литературы

1. Пересчет запасов нефти и газа месторождения Оймаша по состоянию на 01.07.2001 г. Отчёт по НИР ТОО «НПЦ». Актау.- 2001.

2. Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Оймаша» по состоянию на 01.07.1989 г. Отчёт по НИР АО «КазНИПИнефть». – Актау. – 1989 .

3. Крупин А.А. Перспективы нефтегазоности триасового и палеозойского комплекса Мангышлакского осадочного бассейна. - Доклад к научно-тематической конференции «Программа геологического выезда (с 25-го апреля по 1 мая 2016 года), посвященная Дню Геолога».

УДК 001.89:550.34(575.2)

Ескалиева В.О. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Комплексная интерпретация данных сейсморазведки и ГИС для прогноза распространения песчаных тел и повышения эффективности эксплуатационного бурения

Введение

Месторождение (назовем его Х, не раскрывая коммерческие интересы недропользователя) расположено в пределах Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангышлакского прогиба, который является структурным элементом первого порядка.

Осадочный комплекс представлен породами мезозойской и кайнозойской эратем. Пробуренными скважинами в разрезе месторождения вскрыты отложения осадочного комплекса максимальной толщиной 4300 м (скв. 52).

На площади изучаемого месторождения были проведены сейсморазведочные работы 3Д общей площадью 150 кв.км. Применены такие параметры 3Д съемки, которые в Казахстане стали почти общепринятыми (система типа «крест»): шаг линии приема (ΔЛПП) - 300 м., шаг линии возбуждений (ΔЛПВ)

– 300 м., шаг пунктов приема (ΔПП) - 50 м., шаг пунктов возбуждений (ΔПВ) – 50 м., размеры бина – 25х25 м.

В 2018 году выполнены работы по переобработке и переинтерпретации данных сейсморазведки 3Д на месторождении, проанализированы и представлены результаты структурной интерпретации, где основное внимание было уделено выделению отдельных пластов газонефтяных горизонтов нижнего этажа юрского разреза (XVIII-XXV горизонты), а также корректному их представлению в глубинной области. Проведена стратиграфическая привязка и построены временные и структурные карты по кровлям продуктивных горизонтов – XVIIIа, XVIIIб, XVIIIв, XXIа, XXIб, XXIв, XXIIа, XXIIб, XXIIIа, XXIIIб. Выполнен прогноз фильтрационно-емкостных свойств пород продуктивных интервалов по данным атрибутов, AVO и сейсмической инверсии.

Данная структура имеет субширотную ориентировку, размеры составляют 19 х 3,3 км, по замыкающей изолинии -1810 м XVIII горизонта амплитуда складки 150 м. С глубиной амплитуда складки увеличивается до 300 метров (по структурной поверхности кровли ааленского яруса). Для данной структуры характерна также асимметрия крыльев складки, выраженная в более крутом погружении южного крыла в сравнении с северным. Угол наклона крыльев складки в южной части 5-70 и менее 30 в северной.

Свод складки располагается в районе скважин 51, 27, 26. Самым пологим в ее пределах участок между скважинами 52 и 11. Данная складка, как и ряд других локальных структур Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, характеризуется асимметрией периклинальных частей. Ее западная периклиналь более вытянутая и значительно более узкая, чем восточная.

Следует отметить, что для юрского комплекса характерно совпадение структурных планов по различным стратиграфическим уровням. С глубиной размеры складки несколько уменьшаются, а амплитуда поднятия и углы падения пород на крыльях увеличиваются.

Продуктивная толща месторождения представлена тринадцатью горизонтами (XIII-XXV), в двенадцати из которых установлены залежи газа и нефти. Лишь в XXV горизонте отмечены слабые газопроявления и признаки нефти, не позволившие установить залежи промышленного значения. Разрез XIII-XVII горизонтов содержит газоконденсатные залежи, которые в настоящее время находятся в разработке. В разрезе XVIII-XXIV горизонтов выделяются газоконденсатные, нефтегазоконденсатные и нефтяные залежи. Коллекторские свойства верхних пластов лучше, чем нижних. Пористость и проницаемость уменьшаются с увеличением глубины. Коэффициенты пористости и нефтенасыщенности приняты по результатам интерпретации геофизических исследований скважин.

По рядом расположенному, более изученному месторождению Узень,

установлено, что продуктивные горизонты с XIII по XXII сформированы в прибрежно-морских условиях осадконакопления, а нижние горизонты XXIII- XXV в – континентальных. Очевидно, что подобные условия осадконакопления характерны для рассматриваемого месторождения Х. Направления палеруслових потоков происходило в основном с севера, северо-востока на юг, юго-запад.

По материалам сейсморазведочных работ и бурения скважин выделены песчаные тела различных фациальных типов, которые широко распространены в пластах горизонтов XVIII, XXI, XXII и XXIII. Участки залежей, приуроченные к песчаным образованиям, имеют значительные эффективные толщины, более высокие параметры ФЕС, а эксплуатационные скважины на данных участках имеют высокие дебиты нефти и газа. Поэтому эти горизонты являются основными объектами для исследования. Песчаные отложения в основных горизонтах имеют следующие характеристики (рисунки 1-2):

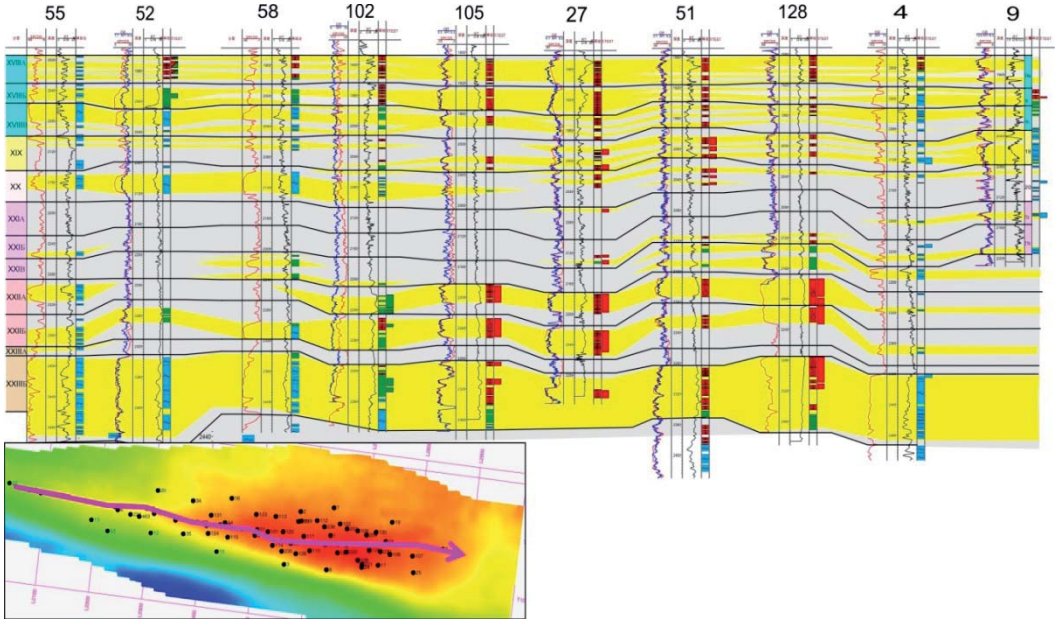


Рис.1 - Разрез сопоставления песчаных тел в широтном направлении по линии скважин

Горизонт XVIII представлен переслаиванием песчаников и аргиллитов. Песчаные тела широко распространены по всей площади, толщина песчаных отложений изменяется от 30 до 60 м. Этот горизонт подразделяется на три пачки (А, Б, В).

Песчаные отложения слабо развиты в горизонте XIX, в среднем толщина изменяется от 1 до 10 м.

В XX горизонте песчаные образования развиты в основном в западной части (толщина в среднем достигает до 25 м), а в восточной части заглинизированы (в среднем их толщина изменяется от 0,5 до 5 м).

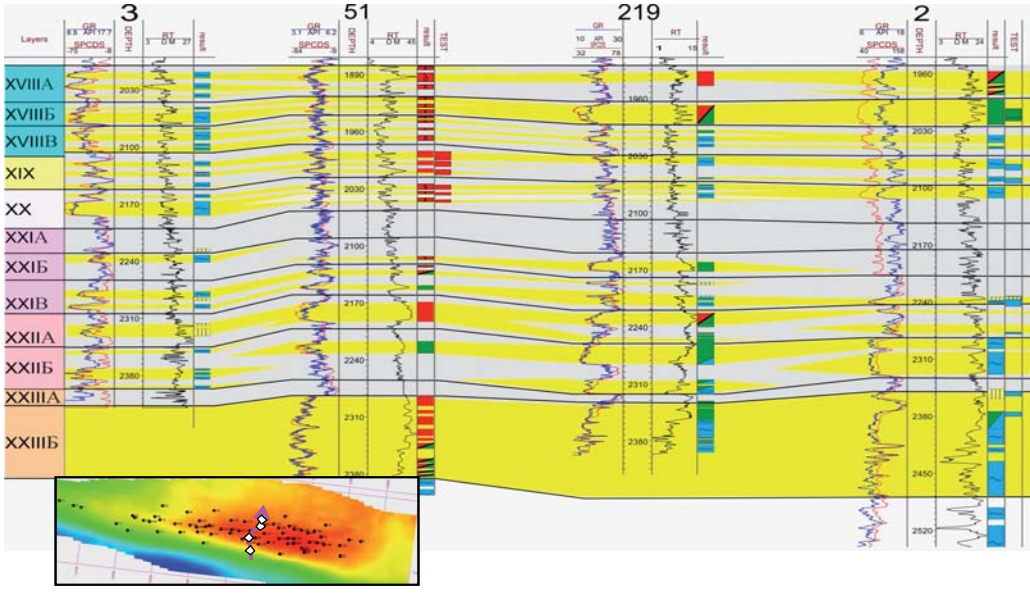


Рис.2 - Разрез сопоставления песчаных тел в меридиональном направлении по линии скважин

Горизонт XXI подразделяется на три пачки (А, Б, В), преимущественно представлен аргиллитами, местами развиты линзообразные песчаники, особенно в пластах XXI«Б» и XXI«В» толщина которых составляет около 5-10 м.

В горизонте XXII развиты два комплекса пластов-коллекторов приуроченных к пачкам А и Б. Толщина песчаных тел сильно различается. Суммарная толщина песчаных тел в пачке XXII«А» составляет 25-30 м, толщина песчаников на восточном и западном участках сокращается до 5-10 м, суммарная толщина песчаников в слое XXII «Б» составляет около 30 м.

В целом по горизонту XXIII развит комплекс наложенных русловых песчаных тел спрямленного типа. В среднем толщина горизонта изменяется от 40 до 90 м.

Петрофизические свойства коллекторов

Характеристики отражения сейсмических данных зависят от изменения волнового импеданса глубинной геологической границы. Разность и изменение волнового импеданса определяют интенсивность сейсмического отражения и закономерность поперечного изменения. Поэтому разный волновой импеданс различного литологического состава может вызвать различные отклики, что является основой для прогнозирования изменения литологических свойств при помощи сейсмических данных. Работы по прогнозу песчаных тел основываются на суммированных данных, то есть, изучаются только характеристики изменения импеданса продольных волн. Поэтому, перед прогнозом развития коллекторов необходимо проанализировать

характеристики импеданса продольных волн и определить возможность прогнозирования коллекторов путем анализа сейсмических атрибутов и инверсии волнового импеданса (рисунки 3-5).

Как показано на рисунках, для основных интервалов XVIII-XXIII, где развиты песчаные тела, кривая ГК может эффективно различать песчаники и глины (аргиллиты), среди них, песчаник имеет низкое значение кривой ГК, аргиллит имеет относительно высокое значение кривой ГК. После анализа кросс-плота кривой ГК и кривой импеданса продольных волн по пластам сделан вывод о том, что волновой импеданс песчаников выше, чем волновой импеданс глин и аргиллитов. Диапазоны значений разные, это свидетельствует о том, что сейсмическое отражение имеет корреспонденцию с границей песчаников и глин, и коллектор может быть прогнозирован путем анализа атрибутов и инверсии после суммирования.

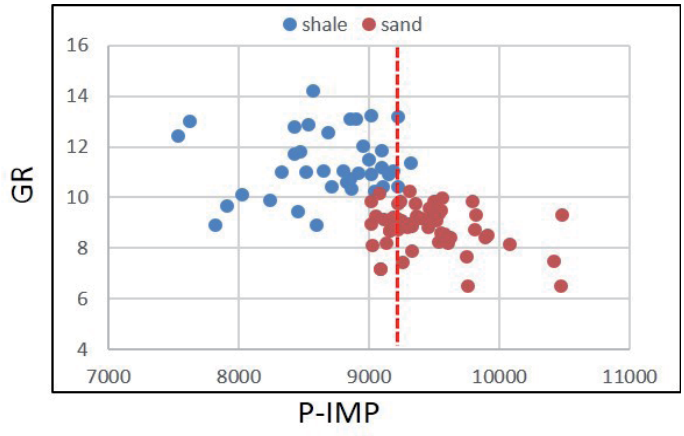


Рис.3 - Кросс-плот кривой ГК и кривой импеданса продольных волн горизонта XVIII

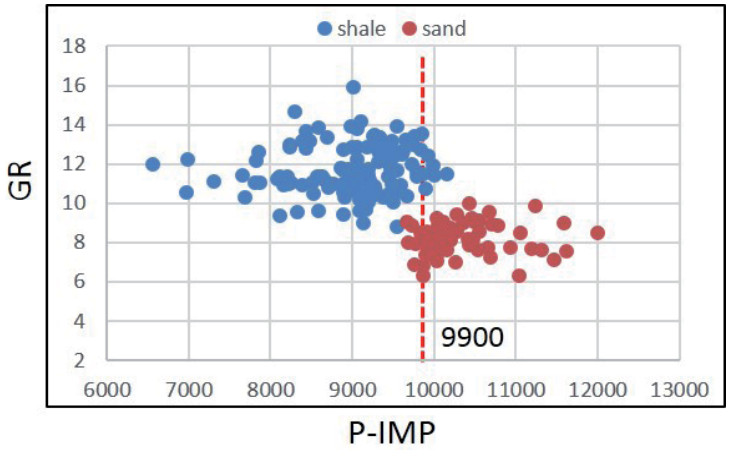


Рис.4 - Кросс-плот кривой ГК и кривой импеданса продольных волн горизонта XXI

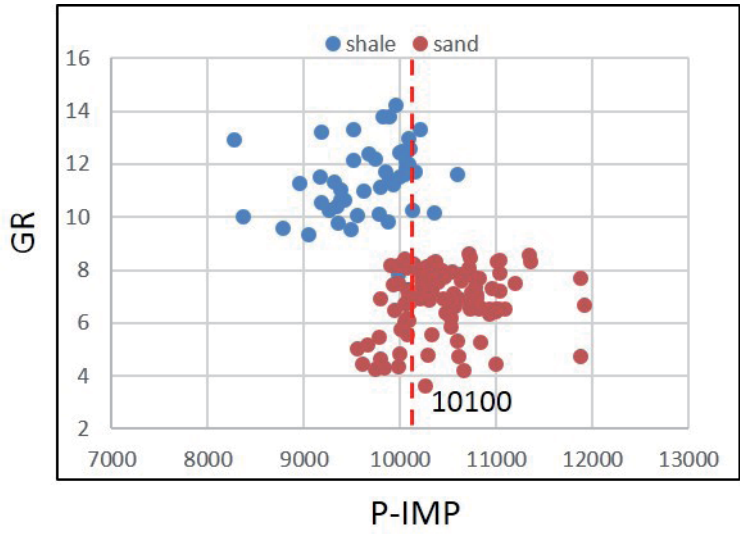


Рис.5 - Кросс-плот кривой ГК и кривой импеданса продольных волн горизонтов XXII-XXIII

Методы прогноза коллекторов

Прогноз развития коллекторов, в качестве ключевого момента комплексной интерпретации и оценки сейсмических данных, имеет очень важное значение для дальнейшей успешности бурения, возможности получения высокого и стабильного дебита нефти и газа. Прогноз коллекторов, в основном, заключается в определении точного положения коллектора в сейсмическом разрезе путем точной привязки коллекторов, рациональном определении временного окна для анализа атрибутов и инверсии, прогнозе закономерности распределения коллекторов, и обеспечении основы для оценки и оптимизации разработки объектов и дальнейшем размещении новых скважин.

Параметры сейсмических атрибутов являются комплексными отражениями различных факторов в сейсмических данных, таких как глубинное геологическое строение, литологические характеристики пласта и флюидов, и являются эффективными средствами прогнозирования коллекторов. По результатам анализа информативности различных атрибутов, таких как амплитуда, частота и фаза, наиболее чувствительным атрибутом к характеристикам показания песчаных тел выбран атрибут среднеквадратической амплитуды. На примере пласта XXI«B», низкие значения среднеквадратичной амплитуды в восточной части означают что, песчаные тела в данном районе более развиты, постепенно сокращаются к западу и северу, это совпадает с характеристиками развития песчаников по скважинным данным ГИС.

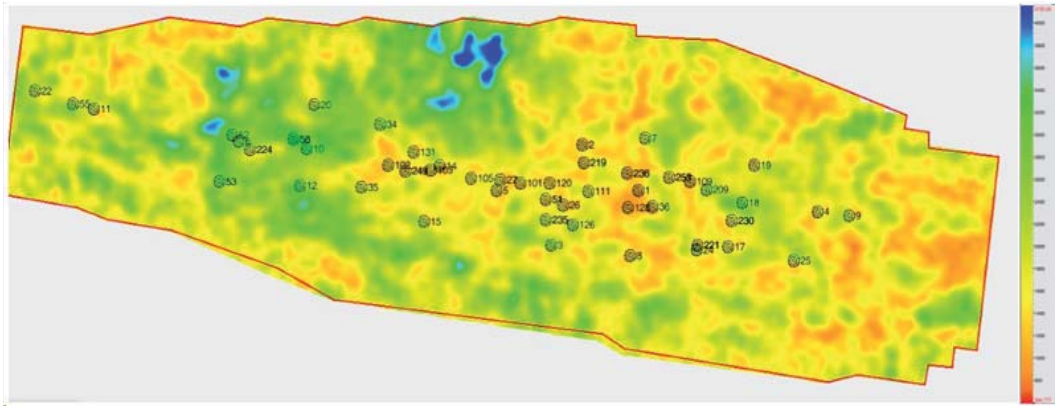


Рис.6 - План среднеквадратичного атрибута амплитуды слоя XXI «В» месторождения

Помимо качественного анализа развития коллекторов с использованием сейсмических атрибутов, петрофизический анализ показывает, что импеданс продольных волн коллекторов нефтегазовых пластов XVIII-XXIII горизонтов месторождения может дифференцировать различные литологические характеристики песчаников и аргиллитов, поэтому прогноз коллекторов также может быть выполнен с использованием результатов сейсмической инверсии после суммирования. При этом для прогнозирования развития коллекторов был использован метод инверсии редких импульсов после суммирования.

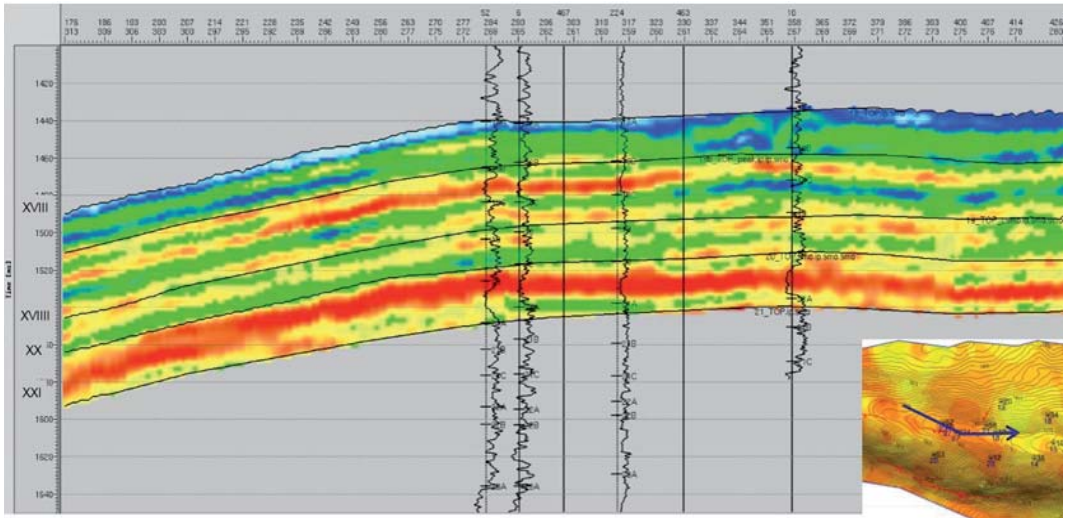


Рис.7 - Разрез инверсии волнового импеданса пластов XVIII-XX месторождения

На рисунке 7 представлены диаграммы разреза инверсии волнового импеданса с наложением на них кривых ГК пробуренных скважин. Из рисунков можно видеть, что секция кривой с низкими значениями ГК целевого пласта показывает средневысокий волновой импеданс на разрезе волнового

импеданса. Результаты инверсии хорошо совпадают с характеристиками песчаников и аргиллитов в разрезе скважин, то есть, зоны более высокого значения импеданса продольных волн соответствует зоне развития песчаников. Эффективность инверсии надежна.

На основе качественного прогнозирования песчаных тел в целевых пластах по атрибуту среднеквадратичной амплитуды, с использованием результатов инверсии редких импульсов, выявлены критерии - высокий импеданс продольных волн означает песчаники, низкий импеданс означает глины, аргиллиты.

Выявленные критерии позволили выделить зоны развития песчаных тел по горизонтам XVIII «Б» и XXI «Б».

Прогноз развития песчаных тел пласта XVIII «Б»

На карте эффективных толщин пласта XVIII«Б» (рисунок 8) выделяются песчаные тела, прогнозируемые при помощи инверсии волнового импеданса после калибровки со скважинными данными. Из рисунка видно, что песчаники пласта XVIII«Б» имеют максимальные эффективные толщины в центральной (до 33 м), западной части, а также на северном и южном крыле структуры. Эффективные толщины значительно сокращаются в восточном, юго-восточном и северо-восточном частях пласта.

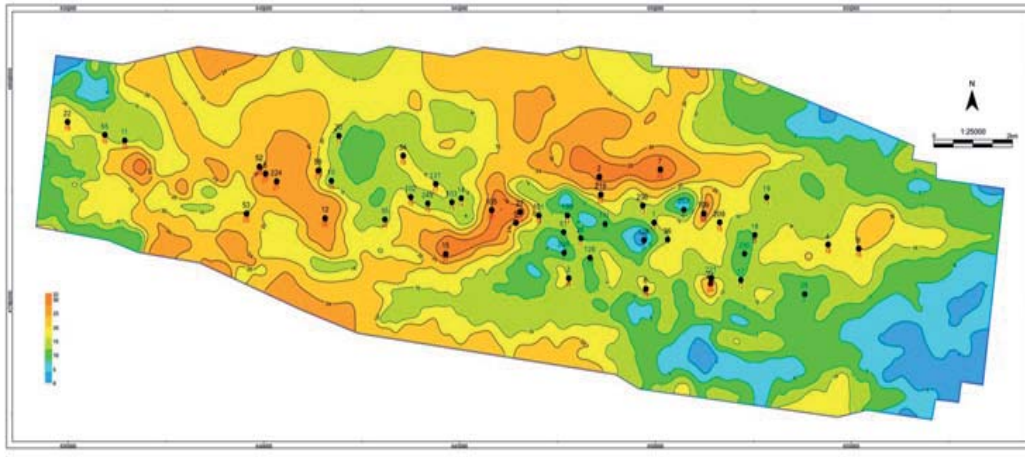


Рис.8 - Карта эффективных толщин пласта XVIII «Б»

Прогноз развития песчаных тел пласта XXI «Б»

На рисунке 9 представлена карта эффективных толщин пласта XVIII«Б», прогнозируемая при помощи инверсии волнового импеданса после калибровки со скважинными данными. Из рисунка видно, что песчаники пласта XXI«Б» развиты мозаично, представлены линзообразными песчаными телами, максимальная толщина не превышает 17 м.

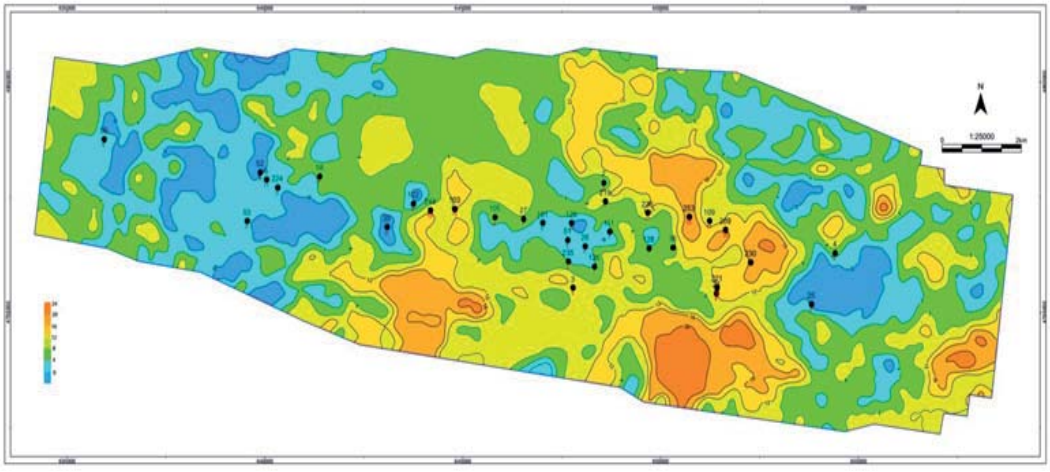


Рис.9 - Карта эффективных толщин пласта XXI«Б»

Учитывая фактические промысловые данные, высокие, стабильные дебиты нефти и газа в эксплуатационных скважинах перфорированных в интервалах мощных песчаных отложений и коллекторским характеристикам песчаных тел, основные потенциальные объекты приурочены к пластам XVIII«Б», XXI«Б», XXI«В» и XXII«Б». Поэтому основное внимание уделяется комплексной оценке по размещению новых эксплуатационных скважин в этих 4 наиболее перспективных пластах.

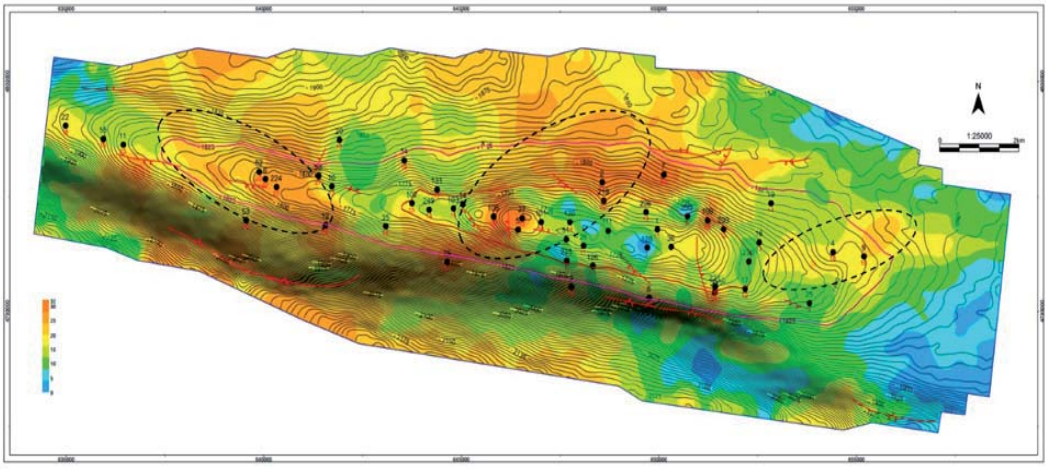


Рис. 10 - Наложение структурной карты и карты толщин песчаных тел в пласте XVIII «Б»

Из рисунка10 - видно, что четыре скважины 58, 27, 4 и 9 расположены в основном палеорусле, где песчаные тела наиболее развиты, скважины, перфорированные в интервалах песчаных, тел имеют высокие дебиты нефти и газа, поэтому эти три участка являются наиболее благоприятными зонами для последующего размещения новых скважин.

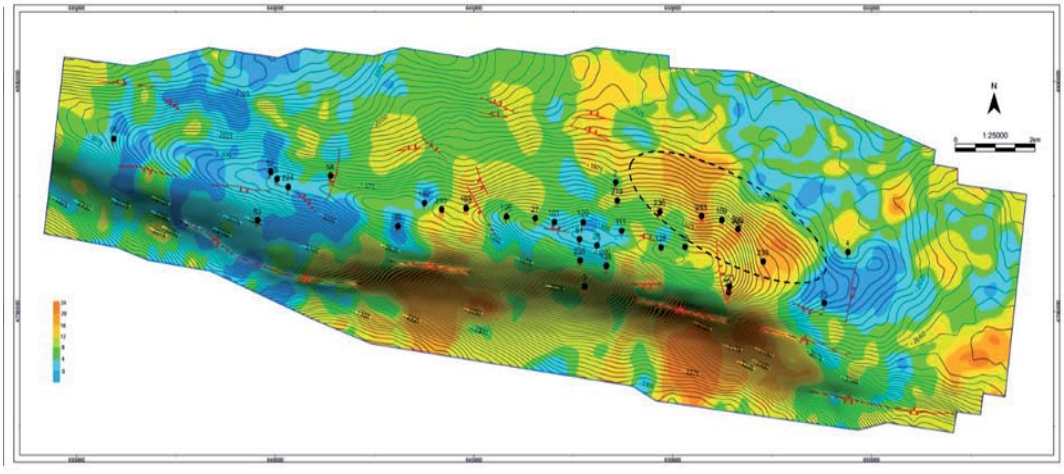


Рис.11 - Наложение структурной карты и карты мощности песчаных тел в слое XXI «Б»

Из рисунков 11 и 12 - видно, что линзообразные песчаные тела развиты в центральной части, особенно в районе скважин 253-230, скважины, перфорированные в интервалах песчаных тел, имеют высокие дебиты нефти и газа, поэтому этот участок также является благоприятной зоной для последующего размещения новых скважин.

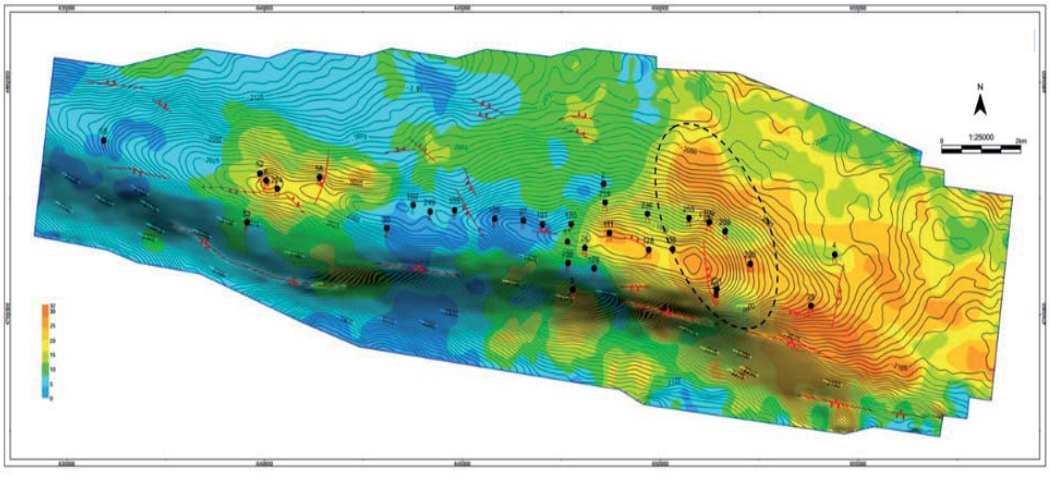


Рис.12 - Наложение структурной карты и карты мощности песчаных тел в слое XXI «В»

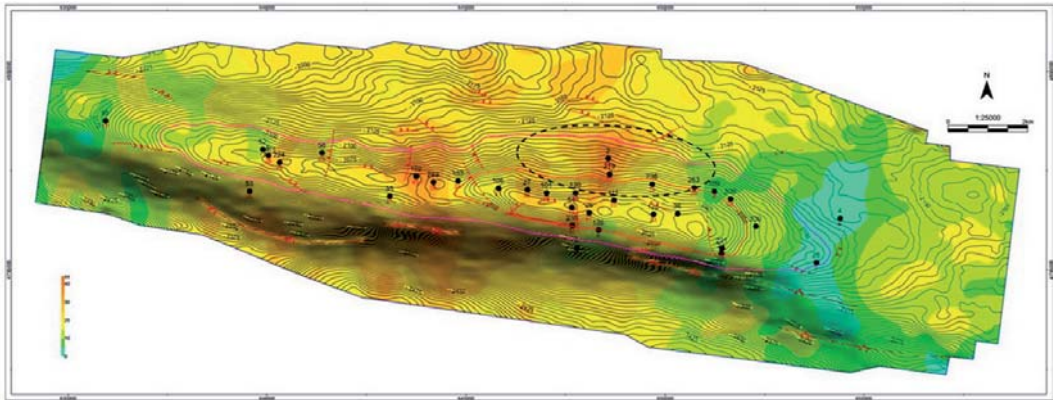


Рис.13 - Наложение структурной карты и карты мощности песчаных тел в слое XXII «Б»

Песчаные тела пласта XXII «Б» широко развиты в центральной части, районе скважины 2, (рисунок 13), скважины, перфорированные в интервалах песчаного тела имеют высокие дебиты нефти и газа, поэтому этот участок является благоприятной зоной для последующего размещения новых скважин.

Выводы

Проведенные исследования подтверждают улучшенную коллекторскую характеристику геологических песчаных образований сформированных в специфичных фациальных условиях (палеорусла, палеобары и т.д.), несомненно, имеющих индивидуальную емкостно-фильтрационную среду.

Скважины, пробуренные в пределах песчаных образований, как правило, имеют высокие дебиты нефти и газа.

Полученные данные по особенностям строения, пространственного размещения песчаных тел-коллекторов и глинистых пород-экранов, в пределах контуров нефтегазоносности целесообразно учитывать при оптимизации системы разработки и бурении новых эксплуатационных скважин.

Список использованной литературы

1. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. - М.: Недра. – 1982. – 232 с.

2. Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология. Т.1. - М.: Мир. - 1983. – 519 с.

3. Почти все о сейсмической инверсии. // Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Яковлев И.В. и др.. Ч. 1 . - Технологии сейсморазведки. - 2009. - № 4. - с. 3-9.

4. John Pendrel and Paul Van Riel. Effect of Well Control on Constrained Sparse Spike Seismic Inversion, Recorder, Dec 2000. - Vol.25 . -No, 10.

УДК 001.89:550.34(575.2)

Калмагамбетов Ж.К. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Расширение сферы услуг АО «НИПИнефтегаз» по обработке, интерпретации и анализу результатов сейсморазведочных работ

Рынок сейсморазведочных услуг Казахстана

Рынок сейсморазведочных услуг формируется из потребностей государства и недропользователей по нефти и газу по проведению региональных сейсморазведочных исследований, решению поисковых или разведочных задач на отдельных территориях. Можно сказать, что сейсморазведочные работы, обеспечивают энергетический сектор страны информацией стратегического характера о состоянии и развитии ресурсной базы, а также нефтегазовые компании - недропользователей информацией, позволяющей рационально, экономически и технологически эффективно использовать огромные инвестиции, направляемые на поиск, разведку и разработку месторождений.

Развитие методов сейсморазведочных работ и создание сложных алгоритмов обработки сейсмических данных за последние десятилетия изменили подход к разведке и разработке месторождений. Будучи сначала инструментом, преимущественно, для поисков залежи, сейсморазведочные исследования вошли в ряд самых эффективных методов оптимизации разработки месторождений. Во многих случаях данные сейсморазведочных работ помогают недропользователям продлить жизнь освоенных месторождений на много лет. Таким образом, сейсмические исследования применяются в таких областях, как:

поиски и разведка залежей, для выявления и оконтуривания структурных и стратиграфических ловушек;

оценка и разработка месторождений, для оценки запасов и составления плана освоения месторождения;

эксплуатация месторождений, для контроля за разработкой пластов, например, для прослеживания перемещения пластовых флюидов в процессе эксплуатации.

Сейсморазведочные работы как услуги приобретаются на основании результатов конкурсов в системах электронного закупа, выиграв который геофизическое предприятие получает заказ на производство запланированных работ. Составляется геологическое задание, где указываются целевое назначение работ, геологические задачи исследований, последовательность и основные методы решения поставленных задач, ожидаемые результаты и сроки работ. Составляется проект на проведение полевых работ, обработку и интерпретацию материалов и смета, где подсчитываются все финансовые затраты на постановку исследований. В проекте, на основе уже изученных

особенностей геологического строения территории и с учетом опыта ранее проведенных здесь исследований, разрабатывается методика постановки полевых наблюдений, намечается схема проектных профилей, планируются особенности графа обработки и интерпретации материалов. По результатам проведенных работ пишется отчет (состоящий из текста, графических и текстовых приложений), который рассматривается (защищается) на заседаниях научно-технического совета организации – заказчика и государственного уполномоченного органа. Отдельные экземпляры отчета (помимо организации-заказчика) отсылаются в соответствующие государственные геологические фонды (территориальные и «Республиканский центр геологической информации «Казгеоинформ»).

Заказчики сейсморазведочных услуг

Заказчиками на рынке геофизических работ в Казахстане выступают частные компании – недропользователи, которых насчитываются в Казахстане на данный момент около 150. Небольшой объем геофизических работ, в основном 2D сейсморазведочные работы, выполняет государственная компания АО «Казгеология».

Недропользование в Казахстане осуществляется согласно Кодекса РК «О недрах и недропользовании». Вся территория Республики Казахстан условно разделена на блоки, каждая сторона которых равна одной минуте в географической системе координат. На карте размещения залицензированных месторождений и блоков углеводородного сырья Республики Казахстан (рисунок 1) территория республики разделена на перспективные блоки со единичными сторонами блоков по 10 минут (а на море по 15 минут). На основании карты перспективных блоков правительство выставляет на аукцион перспективные участки. По Контракту на недропользование компании - недропользователю предоставляется исключительное право на пользование недрами определенного участка. К Контракту на недропользование для разведки и добычи углеводородов (УВ) прилагается программа работ периода разведки. В программе работ периода разведки обычно указывается определенный объем сейсмических работ, который должен быть выполнен, и минимальное количество скважин, которые должны быть пробурены. Например, 2000 км 2Д профилей и 3 скважины. Конкретные объемы и сроки выполнения работ закрепляются в проекте разведочных работ, который составляется в течение года со дня регистрации контракта на разведку и добычу и разрабатывается на весь период разведки.

Поставщики сейсморазведочных услуг

Полевые работы

В годы независимости Казахстана рынок сейсморазведочных услуг в Казахстане сформировался стихийно, государственное финансирование

перестало существовать, бывшие геофизические экспедиции ПГО «Казгеофизика» в основном своем составе объединились в АО «Геотекс». В начале становлению геофизических услуг западного образца способствовали заказы совместного предприятия «Казахтуркмунай» и японской национальной нефтяной корпорации JNOC, в результате АО «Геотекс» удалось вооружиться телеметрическими системами GDAPS-4, SN-388, I/O System II, сейсмическими вибраторами HEMI-50, полевыми обрабатывающими комплексами iXL и необходимым количеством сейсмических каналов для выполнения этих заказов. В настоящее время данное предприятие превратилось в АО «Азимут Энерджи Сервисез» в составе российской геофизической компании ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка. Другое направление развития современной геофизики было связано с проведением широкомасштабных геофизических исследований в казахстанском секторе Каспийского моря в 1994-1996 годах, в результате которой образовалась морская геофизическая компания ОАО «Казахстанкаспийшельф». В настоящее время на базе компании ОАО «Казахстанкаспийшельф» функционирует ТОО «Гео Энерджи Групп» с двумя наземными и с одной морской сейсмическими партиями, которые оснащены современным геофизическим оборудованием производства Серсель, и может поставлять до 8 – 10 тыс. сейсмических каналов для производства 3Д сейсмических работ. Вместе с тем, в годы стремительного развития экономики независимого Казахстана были образованы и другие частные геофизические компании, среди которых ТОО НПФ «Данк» (в последнее время расформируется), ТОО «ТатАрка», ТОО «KazGeCo». Из них на данный момент активность проявляет только ТОО «ТатАрка».

С приходом на рынок Казахстана китайских нефтяных компаний, особенно китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC), в Казахстане заметно активизировалась, международная геофизическая компания BGP, аффилированная с CNPC. В силу своих больших возможностей обеспечения необходимым количеством современного сейсмического оборудования BGP постепенно захватывает основную долю геофизического сервиса в Казахстане. Для обеспечения бесперебойной работы сейсмической партии BGP в данный момент одновременно может поставлять до 20 000 сейсмических каналов. Производительная работа обеспечивается применением методик отстрела вибраторами «флип-флоп», в отдельных случаях «слип-свип» и наличием 4-5 комплекта флотов из 2-х вибраторов, могущих работать одновременно.

Обработка сейсморазведочных данных

Современная обработка сейсморазведочных данных реализуются на мощных кластерах, состоящих из сотен и тысяч нодов с одно- или многоядерными CPU. Кластерные системы требуют значительных капиталовложений и сложных систем охлаждения, потребляют десятки и сотни киловатт электроэнергии, нуждаются в квалифицированном техническом и системном обслуживании.

В то же время детальная обработка данных с использованием «тяжелых» алгоритмов миграции до суммирования требует непомерно больших вычислительных затрат (недели и месяцы), что вынуждает центры обработки продолжать увеличивать количество нодов в кластере.

Вычислительные проблемы при обработке сейсморазведочной информации с помощью алгоритмов миграции до суммирования связаны с огромными объемами данных. Так, например, при типичных сейсмических наблюдениях 3D на площади 100 кв. км результатом обработки данных является объемное изображение, представляющее собой куб размерами 10х10 км с шагом 25 м по осям X и Y с дискретностью 2 мс по оси времени при длине записи 6 с.

Таким образом, в данном случае результативный сейсмический куб имеет размер 400х400х3000 отсчетов, т.е. около 480 млн. чисел с плавающей точкой. На месторождениях нефти и газа в Казахстане площадь сейсмической съемки в ряде случаев достигает 400 кв. км и более, при этом соответственно размер результативного куба увеличивается соответственно. При более детальных исследованиях шаг построения изображения может составлять 20, 15 или 12,5 м, при этом размер сейсмического куба дополнительно увеличивается до 4 раз.

Более того, для получения такого сейсмического куба используются наблюденные полевые сейсмограммы, на которых зарегистрировано волновое поле, возбужденное в нескольких тысячах или десятках тысяч пунктов взрыва или вибрационного возбуждения колебаний. Каждая из таких сейсмограмм состоит из нескольких сотен или тысяч сейсмических трасс, зарегистрированных геофонами на поверхности наблюдений. Обычно общее количество наблюденных сейсмических трасс превышает объем результативного куба в n раз, где n – так называемая кратность перекрытия отражающих границ (может составлять от десятков до нескольких сотен). А для запуска масштабного проекта по обработке, как правило, требуется как минимум в 5-7 раз больше объема исходных данных на диске, возможно, даже больше, в зависимости от сложности процесса обработки проекта. К примеру, если исходные данные трехмерной съемки 1000 кв. км занимает 3-6 Тб дисковой памяти, то для выполнения всего проекта обработки может потребоваться до 15-42 Тб дисковых ресурсов.

Поставщиками обработки сейсморазведочных данных в Казахстане до сих пор были и являются:

- АО «Геостан», Алматы, аффилированная с АО «АзимутЭнерджи-Сервисез» компания, использовали программный пакет ОМЕГА-2 компании Вестерн Джеко Шлюмберже, в данный момент данная компания не работает.
- ТОО «PGS», Алматы, аффилированная с АО НК «КазМунайГаз» и ТОО «Меридиан Петролеум», использует программные пакеты «Cube Manager User Integral», «HoloSeis», является самым мощным вычислительным

центром в данный момент в Казахстане .

- ТОО «PGDS», Алматы - аффилированная с ТОО НПФ «DANK», который в данный момент расформировался, в связи с чем, и ТОО «PGDS» имеет проблемы с дальнейшим существованием, использовали программный пакет «FOCUS». В данный момент на базе персонала данной компании создано ТОО «SGS», которое использует та же самое программное обеспечение и пытается занять свою нишу на рынке.
- ТОО «GAS-KCO», Алматы - аффилированная с ENI (Италия), использует программный пакет «ProMax SeisSpace 5000», имеет высокопроизводительный кластер вычислительных ядер и большое поле дисковой памяти.
- ТОО «RES», Алматы, центр обработки компании является бизнес-партнером CGG, Франция, использует программный пакет GEOVATION 2, имеет также многоядерную кластерную систему, огромное поле дисковой памяти.
- ТОО «Геомедж», Алматы - аффилированная с израильской GEOMAGE, программный пакет «FOCUS», имеет технологию Мультифокусинг.
- ТОО «Geophisical Сервисез» Support Services», Атырау - 100% дочерняя компания ТОО «Гео Энерджи групп», программный пакет «FOCUS».

Перспективные направления геологоразведочных работ

В условиях более длительных низких цен на нефть недропользователи не хотят рисковать и хотят вложить свои инвестиции только на самые перспективные и эффективные направления поисково-оценочных работ. На карте залицензированных месторождений и блоков углеводородного сырья Республики Казахстан приведены границы 15 осадочных бассейнов Казахстана, из них только шесть бассейнов являются бассейнами с выявленной нефтегазоносностью: это Прикаспийский, Устюрстско-Бузачинский, Мангышлакский, Южно-Тургайский, Шу-Сарысуйский, Зайсанский бассейны. Поэтому поиски и разведка перспективных объектов, а также новых нефтяных полей в перспективных интервалах только в этих бассейнах могут дать максимальные положительные результаты геологоразведочных работ.

Таблица 1. Осадочные бассейны Казахстана

№	Бассейн	№	Бассейн
I	Прикаспийский	IX	Тенизский
II	Устюрстско-Бузачинский	X	Шу-Сарысуйский
III	Мангышлакский	XI	Илийский
IV	Аральский	XII	Балхашский
V	Сырдарьинский	XIII	Алакольский
VI	Южно-Тургайский	XIV	Зайсанский
VII	Северо-Тургайский	XV	Прииртышский
VIII	Северо-Казахстанский		

В Прикаспийском бассейне открыто 180 месторождений: нефтесодержащих – 163 (90%), газовых и газоконденсатных - 17 (10%). Несмотря на то, что с надсолевой частью разреза связано 76% всех месторождений бассейна, подсолевые отложения содержат более 90% разведанных запасов региона. Именно в подсолевом комплексе открыты уникальные месторождения (Кашаган, Тенгиз, Карачаганак), большая часть крупных (Жанажол, Королевское, Кенкияк, Алибекмола, Имашевское, Урихтау) и средних (Кожасай, Акжар Восточный) месторождений. Подобная высокая концентрация запасов углеводородов в подсолевом разрезе в значительной мере обусловлена древним заложением высокоемких ловушек в карбонатных резервуарах, лучше (чем терригенные) сохранивших свои коллекторские свойства на больших глубинах, и наличием региональной покрышки, сложенной мощной соленосной толщей кунгура. Стратиграфический диапазон нефтегазоносности минимален на месторождениях западной и северной бортовых зон, где в интервале глубин 1460-4800 м продуктивны только подсолевые среднедевонско-нижнепермские отложения, и возрастает на восточной и южной периферии бассейна, где продуктивны не только подсолевые верхнепалеозойские отложения, (глубины 3915-4418 м), но и надсолевая верхнепермско-мезозойская толща (глубины 3000-3262 м) на десятках месторождений Астраханско-Актюбинской системы поднятий. В центральной части бассейна открыто несколько мелких месторождений (Бекет, Чингиз и др.), где продуктивны только надсолевые (юра-мел) отложения, однако, подсолевой комплекс изучен здесь бурением очень слабо.

В Устюрстско-Бузачинском бассейне основным продуктивными комплексами является – средне-верхнеюрские, содержит более 50% начальных потенциальных ресурсов, на триасовый приходится 10%, на нижнемеловой -21%, на эоценовый – 8% [2]. Около 90% разведанных запасов углеводородов концентрируется в районе Бузачинского свода (площадь – 11 тыс. км^2). Здесь расположены основные месторождения бассейна – Каламкас, Каражанбас, Каламкас-море, Бузачи Северное. Стратиграфический диапазон продуктивности максимален (средняя-верхняя юра, нижний мел). В границах Арыстан-Яркимбайской ступени и Кырын-Токубайской зоны поднятий (площадь 27 тыс. км^2) открыты мелкие месторождения в юрском комплексе. На Мынсуалмас-Кумтюбинской ступени и в Аккулковско-Базойской зоне поднятий месторождения открыты в палеогеновых отложениях. Всего в бассейне выявлено 32 месторождения (три из них –Каламкас-море, Ауэзов, Хазар – в акватории Каспийского моря), из них нефтяных и газонефтяных – 16, газовых и газоконденсатных (концентрируются в северо-восточных районах бассейна) – 16. Большая часть месторождений по начальным запасам - средние и мелкие (в том числе и морские Хазар и Ауэзов). К крупным

относятся месторождения Каламкас, Каражанбас, Северное Бузачи (все на Бузачинском своде), а также акваториальное Каламкас-море (нефти – более 41 млн. т, газа – более 6 млрд. м^3), расположенное в Укатненской депрессии на дальнем погружении Бузачинского свода.

В **Мангышлакском бассейне** к настоящему времени открыто 56 месторождений, из которых 41 (74%) содержат нефть, а 15 (9%) являются газовыми и газоконденсатными. Подавляющая часть месторождений (65%) концентрируется на Жетыбай-Узеньской ступени. Здесь же расположены самые крупные из них (Узень и Жетыбай). Для этого района характерен и максимальный стратиграфический диапазон нефтегазоносности: продуктивны отложения палеозоя, нижнего и среднего триаса, всех отделов юры, в отдельных случаях – нижнего и верхнего мела, в то время как в северном районе (Тюб-Караганский вал) продуктивны только нижнемеловые горизонты, а в южных районах (Жазгурлинский прогиб, Аксу-Кендерлинская ступень) – отдельные горизонты юры и нижнего мела. Около 42% начальных геологических ресурсов приходится на долю юрского комплекса пород и около 30% - на долю мелового комплекса пород. Начальные разведанные запасы бассейна составляют около 730 млн. т нефти и порядка 214 млрд. м^3 газа. Экспертная оценка начальных извлекаемых ресурсов УВ всего бассейна составляет - 1,5 млрд. т условного топлива. При этом, около 42% начальных геологических ресурсов приходится на долю юрского комплекса пород и около 30% - на долю мелового комплекса пород.

В Южно-Тургайском бассейне к настоящему времени открыто 23 месторождения. Подавляющее большинство их выявлено в Арыскумском прогибе и только два – в западной части Мынбулакской седловины. В основном месторождения нефтегазовые и нефтяные и лишь четыре – газовые и газоконденсатные. Продуктивными горизонтами являются песчаники средней-верхней юры и нижнего мела (неоком). За исключением двух, месторождения бассейна - мелкие. Из них самыми значительными начальными запасами нефти обладают месторождения Коныс (~10,6 млн. т), Кызылкия Северо-Западная (~9,6 млн. т) и Арыскум (~6,5 млн. т нефти, ~6,7 млрд. м^3 газа). Крупные месторождения – Кумколь и Акшабулак. Месторождение Акшабулак (запасы нефти – более 42 млн. т) – многопластовое, приурочено к 3-х-купольной брахиантиклинали. Продуктивные горизонты связаны с отложениями верхней юры (три горизонта) и неокома (один горизонт). Глубина залегания продуктивных отложений 1600-1915 м. Эффективная мощность колеблется 2,2 до 19,2 м, пористость коллекторов - 11-20%, проницаемость – 0,0028-0,03 мкм^2. Месторождение Арыскум контролируется приразломной антиклиналью и содержит два продуктивных горизонта в отложениях неокома. Глубина их залегания - 830-928 м. Основные запасы углеводородов месторождения содержатся в нижнем горизонте неокома (горизонт М-II), в котором открыта

газовая залежь с нефтяной оторочкой. Коллектор представлен песчаниками и алевролитами с пористостью 17,4% и проницаемостью 0,054 мкм^2. Плотность нефтей месторождений – от 0,805-0,812 г/см^3 до 0,820-0,854 г/см^3. Серы содержится от 0,11 до 0,52%, парафина - от 8,15 до 36,0%. Содержание метана в газах – от 37,5% до 93,9%. Начальные разведанные запасы бассейна: нефть – ~145,5 млн. т, газ – ~30 млрд. м^3.

В Шу-Сарысуйском бассейне открыто 11 месторождений газа в палеозойских отложениях, два из них – газоконденсатные. На нескольких площадях (Кендерлык, Тамгальтар, Тереховская в Кокпансорской впадине, Саякпай, Камгалы, Жуалы в Муюнкумской впадине) получены притоки газа. Большая часть выявленных залежей концентрируются в Кокпансорской и Муюнкумской впадинах. Все месторождения - мелкие (запасы газа не превышают 3 млрд. м^3), лишь на месторождении Амангельды запасы газа достигают 26,8 млрд. м^3. Разведанные и оцененные запасы бассейна составляют ~41 млрд. м^3 свободного газа и до 1,7 млн. т конденсата.

В Зайсанском бассейне в последние годы поисковое бурение проведено на структурах Сарыбулак, Карабулак, Майская, Тополевская. Положительные результаты получены на структуре Сарыбулак. Из семи пробуренных скважин в четырех скважинах получены промышленные притоки газа из нижнепалеогеновых отложений. Предварительно оцененные промышленные запасы газа по структуре Сарыбулак составляют около 10 млрд. м^3. Разведочные работы продолжаются.

Расширение услуг по обработке, интерпретации и анализу результатов сейсморазведочных работ

АО «НИПИнефтегаз» как известно, на сегодняшний день является одной из передовых научно-исследовательских и проектных компаний страны, оказывающий полный спектр услуг по решению сложных научно-технических задач по комплексному освоению нефтяных и газовых месторождений в различных геологических условиях на территории Казахстана.

Специалисты компании входят в состав правительственных органов: «Центральной комиссии по разведке и разработке полезных ископаемых РК» министерства энергетики Республики Казахстан и «Государственной комиссии по подсчету запасов» министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан, как независимые эксперты.

АО «НИПИнефтегаз» ведет проектные работы основных крупных нефтегазовых компании Казахстана, таких как, ТШО, КПО, НКОК и др. с самого их основания. АО имеет тесные и устойчивые производственные контакты почти со всеми ведущими недропользователями Казахстана. Подавляющее большинство выполняемых работ АО связаны с изучением геологического строения лицензионных территории недропользователей, планированием и проектированием поисково-оценочных и разведочных работ, подсчетом

или пересчетом запасов нефти и газа месторождений, планированием и проектированием разработки. Во всех этих работах основополагающими исходными данными проектов являются материалы сейсморазведочных работ 2Д/3Д. До сих пор АО «НИПИнефтегаз» выполнял только небольшие объемы комплексной интерпретации данных сейсморазведки и ГИС, составление отчетов по выполненным сейсморазведочным работам и их защиту в государственных компетентных органах, а также работы по инженерному контролю геофизических услуг по сбору, обработке и интерпретации сейсморазведочных данных. Полный контроль силами АО всей последовательности сейсморазведочных работ, начиная от планирования и проведения 2Д/3Д сейсмических съемок, проведения обработки полученных полевых сейсмических данных до комплексного изучения коллектора могла бы обеспечить самое эффективное решение геологических задач поиска, оценки и освоения месторождения в полном ее жизненном цикле. АО могло бы предлагать нефтяным компаниям наиболее эффективные методы решения поисковых задач, задач освоения месторождения, повышения КИН на основе новых методов сбора и обработки сейсмических данных, или переобработки имеющихся сейсмических данных с использованием передовых технологии, новых подходов, появившихся в последнее время.

В последнее время все компании, оказывающие геофизические услуги испытывают серьезные затруднения, в связи с отсутствием заказов, что обусловлено уменьшением расходов на сейсморазведку нефтяными компаниями не только в Казахстане, но и во всем мире. Геофизическим компаниям постоянно необходимо вкладывать средства в оборудование, чтобы быть более конкурентоспособными по цене, срокам и качеству, которое они могут предоставить. Когда цены на нефть были стабильными и превышали 100 долларов за баррель, это было несложно, но сочетание волатильности цен на нефть, низких показателей успешности геологоразведочных работ и роста стоимости капитала начинает оказывать влияние.

С другой стороны, в условиях стремительного развития нанотехнологии, цифровая обработка данных, каковым является сейсмическая обработка, становится все более дешевой технологией, из-за того, что сама вычислительная аппаратура становится все меньше, а их вычислительные возможности, информационная емкость и скорость обмена данными растут гигантскими темпами. Так настольный сервер, такой как 18-ядерный Dell PowerEdge T630, имеет более чем 3000-кратную вычислительную мощность ЭВМ ЕС- 1066, который использовался с Советском Союзе. Ленточные (25 Мб) и дисковые (максимум 600 Мб) накопители, даже продвинутые картриджи IBM 3480 (200 Мб), 3490 (2.4 Гб), 3590 (40 Гб), ленты 8мм Exabyte (100 Гб) все уже давно забытое смешное прошлое. Терабайтные классические (HDD) или твердотельные (SSD) внешние накопители с помощью портов передачи USB-

3.1 и -3.2 в настоящее время могут предоставлять возможность передавать сейсмические данные почти мгновенно. Если порт USB-2 поддерживал скорость передачи 35 Мб/с, то стандарт USB-3.2 может разрешать передачу данных в 60 раз быстрее (~2000 Мб/с). С точки зрения сейсмики это означает переход от скорости считывания ~ 6000 трасс в секунду по USB-2 к более чем 420 000 трасс по USB-3.2. В практическом смысле это чтение трехмерного объема до 500 квадратных метров кратности 60 за 7 минут.

Таким образом, такая настольная терафлоп вычислительная аппаратура, создает отличные условия для выполнения стандартной сейсмической обработки прямо в офисе. На западе такое дело называют как сейсмический микро-бизнес. При этом вся это аппаратура подключается к стандартной розетке, нет необходимости заводить комнату с кондиционерами или стабилизаторами питания, нет необходимости держать отдельных операторов, системного инженера и администратора, и самое главное, все это стоит стоимости всего одного рабочего места геофизика. Изменилась не только вычислительная инфраструктура. Появился целый ландшафт услуг, поддерживающий цифровой микро-бизнес, от оптоволоконных соединений до порога вашего офиса через видеоконференции и облачные системы учетных записей.

Все это конечно не означает, что обработка вся стала настольной, по-прежнему, серьезная обработка сложных проектов, скажем, таких как, обработка 3Д съемок по методике глубинной миграции до суммирования в сложных подсолевых условиях Прикаспийской впадины или выполнение крупномасштабных проектов полной инверсии волнового поля, по настоящему, требует серьезной вычислительной инфраструктуры.

Но сейсмический микро-бизнес очень практичен в «скудных» временах застоя нефтяного бизнеса, каковыми являются настоящее время, гибок скачкообразным изменениям предложения и спроса на геофизические услуги.

Нет необходимости покупать полные лицензии на программное обеспечение обработки со всеми возможностями. Для начала можно заводить всего лишь однопользовательскую и одноядерную лицензию программного обеспечения для обработки 2Д сейсмики, которая стоит недорого и станет базовой для обучения персонала работе с программным обеспечением. Многие поставщики программного обеспечения данных сейсмики имеют гибкие варианты поставки лицензии на аренду, для покупки и т.д. Например, в компании GNS Science, г. Avalon (Новая Зеландия), которую автор хочет предложить в качестве поставщика программного обеспечения для обработки, есть 7 вариантов предоставления лицензии

- Ultra Lite, вводный уровень, фиксированная годовая подписка, однопользовательский, одноядерный, 55 000 сейсмических трасс, стартап, увеличивается по вашему требованию,

- Lite, однопользовательский, одноядерный, 125 000 сейсмических трасс, для контроля качества, для проектов инженерной сейсмики,
- Workstation, однопользовательский, одноядерный, без ограничений на количество трасс, 2Д наземная и морская обработка,
- Workstation Pro, однопользовательский, 16 ядер параллельно, большие 2Д проекты, небольшие 3Д,
- Cluster, однопользовательский, 512, 1024 или 1536 и более ядер параллельно, крупные 3Д проекты,
- Enterprise, 6 пользователей, 1024, 1536 или 2048 и более ядер параллельно, командная работа многими проектами,
- iMage, ключевые технологии обработки в автономном интерфейсе, SRME, STITCH5D, 2D/3D Anisotropic PreSTM, Octave Broadband, лицензирование под ключ, масштабируемое количество ядер

В дальнейшем лицензию можно обновить до нужной потребности, тщательно подбирая варианты подписки, аренды или покупки в зависимости от предстоящего спроса или даже обращаясь к облаку для обработки по запросу.

Сейсмический микро-бизнес это один из элементов успешной бизнес-стратегии для АО «НИПИнефтегаз». Качество продукта, гибкая цена, продвижение перспективных технологии и место оказания услуг остаются важными, так же как и наличие разнообразной клиентской базы у АО «НИПИнефтегаз».

В качестве привлекательной для клиентов можно продвинуть идею «пролить новый свет на имеющиеся данные» - заняться поиском новых объектов в старых бассейнах. Это могут быть неантиклинальные ловушки в проверенных перспективных интервалах нефтегазоносных регионов или же общераспространенные ловушки в интервалах с недоказанными перспективами в тех же регионах. Для этого предлагаются клиентам переобработка имеющихся данных в новом ключе, направленном на поиск таковых объектов с использованием технологии или подходов, которые не были известны во время первоначальной обработки.

В качестве новых подходов можно предложить, например, следующие технологии:

Широкополосная Обработка

Целью широкополосных подходов является расширение динамического диапазона сейсмических данных. После увеличения полосы пропускания сигналов результаты могут выглядеть «низкочастотными» по сравнению с тем, что было, но когда дело доходит до анализа сейсмических атрибутов и инверсии, это может дать большие преимущества. Данные можно легко «отфильтровать назад», это делается легко даже на интерпретационных рабочих местах.

5D методы интерполяции

В целом более старые данные, как правило, страдают от проблем, связанных с естественными препятствиями при отработке, или аляйсингом из-за недостаточного шага пространственной дискретизации. Новые методы «5D интерполяции» могут быть использованы для восстановления разрывов в волновом поле с использованием метода разреженного Фурье или других методов. Это может намного улучшить качество конечного изображения после миграции до суммирования.

Для заведения обработки в АО «НИПИнефтегаз» предлагается аренда лицензии или покупка программного пакета Globe Claritas новозеландской компании GNS Science, г. Avalon.

Данный пакет один из передовых обрабатывающих пакетов в мире. Для ведения обработки 2Д сейсморазведочных данных надо купить минимум лицензию Workstation, а желательно WorkstationPro.

Затраты на покупку оборудования, покупку или аренду программного обеспечения окупаются быстро при наличии гарантированных заказов на обработку на начальном этапе ведения бизнеса, в дальнейшем усилия должны быть направлены на создание собственного бренда выполнения работ – обеспечение высоких стандартов качества, продвижение перспективных технологии, гибкая ценовая политика и др.

Для ведения интерпретации данных сейсморазведки в АО «НИПИнефтегаз» есть все необходимое – есть лицензии на программные обеспечения LMKR GeoGraphix®, Petrel 2015, 2017 Schlumbegrer, соответствующие рабочие станции.

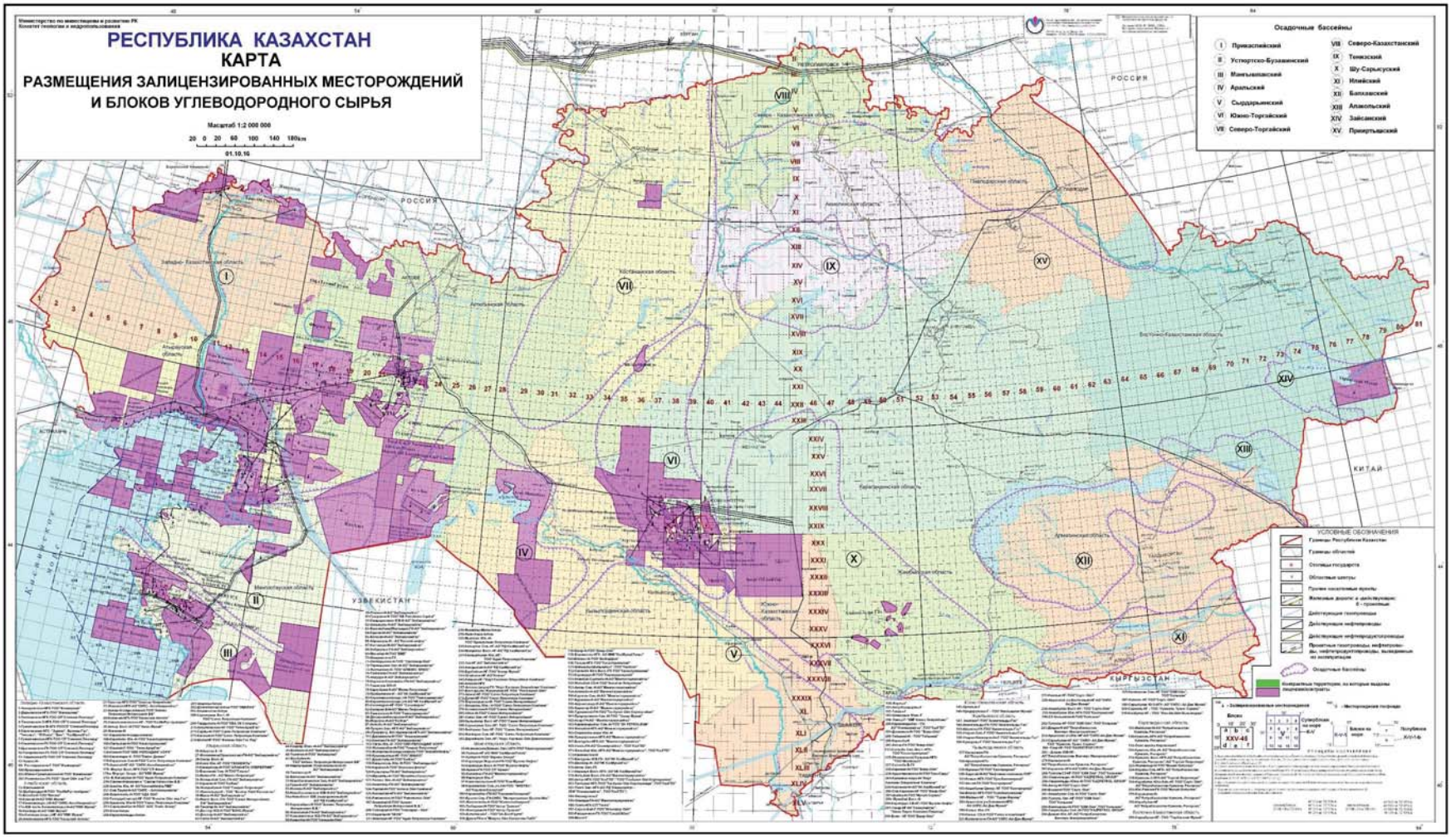


Рис.1 - Карта перспективных блоков Казахстана (из сайта комитета геологии и недропользования)

УДК 001.89:543.422.8:622.1

***Маслов В.Н.**, к.ф.-м.н., **Иванова Т.И.**, к.г.-м.н.(АО «ИЦ «Буревестник»)*

Применение метода рентгеновской дифракции для анализа керна и бурового шлама при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений

Целью данной работы является демонстрация возможностей рентгенофазового анализа для изучения керна и бурового шлама при поисках, разведке и эксплуатации нефтегазовых месторождений.

Рентгенодифракционный метод является базовым методом исследования кристаллического вещества. Метод позволяет анализировать широкий круг природных и синтетических материалов, в связи с чем получил широкое распространение в различных областях науки и промышленности. Метод основан на дифракции рентгеновских лучей на плоских сетках кристаллической решетки, которая описывается законом Брэгга-Вульфа:

$$n\lambda = 2\,d_{hkl} \cdot \sin(\theta)_{hkl},$$

где n – порядок дифракционного отражения; λ – длина волны рентгеновского излучения, определяющаяся анодом рентгеновской трубки; d_{hkl} – расстояние между атомными плоскостями с индексами hkl; θ_{hkl} – угол между пучком рентгеновского излучения и плоскостями hkl [1].

Наиболее часто на практике применяется рентгенофазовый анализ, основной задачей которого является идентификация минералов или химических соединений и определение их концентрации в смеси по дифракционной картине от порошкового образца. Рентгенофазовый анализ получил широкое распространение из-за своей простоты, надежности и экспрессности [2].

Дифракционная картина соединения или минерала зависит от его атомного строения и поэтому является уникальной. При этом дифракционная картина поликомпонентной смеси является наложением картин от каждого компонента, причем интенсивность дифракционных отражений отражает содержания этого компонента в смеси.

Достаточно долгое время рентгенофазовый анализ применялся в основном для идентификации материалов без количественной оценки из-за отсутствия цифровой записи и недостатка вычислительных мощностей, но развитие рентгеновских дифрактометров как аппаратно-программного комплекса с высоким быстродействием расширило возможности метода, позволив достоверно оценивать количественный состав горных пород, уточняя при этом структурные особенности минералов [2]. В результате метод рентгеновской дифракции стал базовым (а иногда и единственным) при определении минерального состава геологических объектов. В последнее десятилетие

в связи с появлением многоканальным систем регистрации рентгеновского излучения наибольшую популярность приобрел полнопрофильный структурный анализ методом Ритвельда.

В основе метода лежит использование независимо измеренной интенсивности в каждой точке дифракционной картины вместо интегральной интенсивности рефлекса. Для описания профиля дифракционной линии вводятся специальные аналитические функции. Таким образом, используется большое число (несколько десятков тысяч) независимых измерений, что позволяет уточнить не только параметры кристаллической структуры, но и параметры линии фона, а также функцию изменения профилей рефлексов с углом дифракции индивидуально для каждого компонента [3]. В результате метод Ритвельда позволяет оценить содержание фазы в поликомпонентной смеси с точностью до 0,1 масс. %.

Керн и буровой шлам являются основным прямым источником информации о геологическом строении разреза скважин и о физических свойствах горных пород. Поэтому получение надежной информации об его минеральном составе позволяет судить об условиях формирования пород и об их физико-химических и механических свойствах, что важно при поисках, разведке и разработке месторождений.

Главным объектом исследования в нефтегазовой геологии являются следующие виды осадочных горных пород:

- обломочные (пески, песчаники);
- карбонатные (известняки, доломиты);
- глинистые.

Далее представлены результаты исследования образцов кернового материала и бурового шлама на рентгеновском дифрактометре ДРОН-8 производства АО «ИЦ «Буревестник» (Россия, Санкт-Петербург, https://www.bourevestnik.ru). Дифрактометр оборудован вертикальным θ-θ гониометром с горизонтальным положением образца при измерении. В аппарате используется парафокусирующая геометрия Брегга-Брентано. В качестве источника рентгеновского излучения используется отпаянная рентгеновская трубка БСВ-27 с медным анодом и выходной мощностью до 2,5 кВт. Аппарат укомплектован системой быстрой регистрации с твердотельным позиционно-чувствительным детектором с возможностью одновременного измерения углового диапазона 2 = 8 град., что обеспечивает измерение одной рентгенограммы за 10-15 мин.

Высокие технические характеристики дифрактометра ДРОН-8, такие как минимальный шаг гониометра 0,0005º и его угловая воспроизводимость 0,001º позволяют определять параметры кристаллической решетки с точностью не хуже ±0,001 нм, а аналитическое программное обеспечение – кристаллографический комплекс PDWin (разработки АО «ИЦ «Буревестник»)

обеспечивает достоверную количественную оценку поликомпонентных образцов.

Образцы керна, предоставленные для исследования компанией АО «НИПИнефтегаз» [4], измельчали до состояния мелкой крошки и затем дотирали в ступке до состояния порошка, после чего запрессовывали в низкофоновые кремниевые кюветы с лункой (глубиной 0.5 мм). Для более детального исследования глинистых минералов дисперсную фракцию отделяли от других минералов путем отмучивания в воде с последующим осаждением текстурированного препарата на низкофоновую кремниевую подложку с полированной поверхностью. Для выделения разбухающей глинистой фракции (например, монмориллонита) этот образец насыщали этиленгликолем непосредственно перед измерением.

В этапы анализа входило:

- Предварительная обработка дифрактограмм с аппроксимацией инструментального и физического фона, выделением аморфной составлющей (рисунок 1), разделением Kα дуплетов, определением угловых положений и профилей пиков и расчета их интегральных интенсивностей;

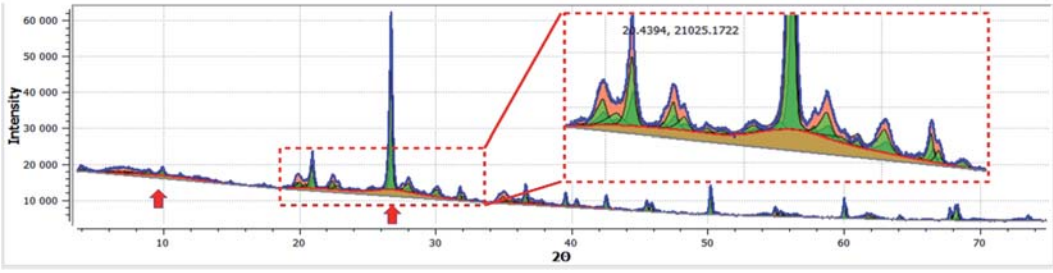
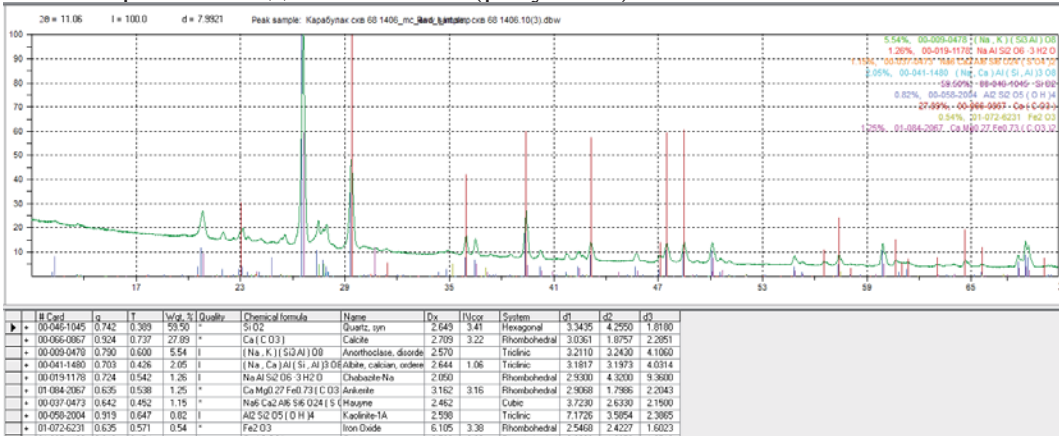


Рис. 1 - Пример предварительной обработки дифрактограммы с выделением аморфной фазы (показано стрелками) и оценкой ее содержания (около 20 %)

- Качественное определение минерального состава горных пород по базе порошковых данных PDF-2 (рисунок 2)



	#	Card	q	T	Wgt. %	Quality	Chemical formula	Name	Dx	NCor	System	d1	d2	d3
▶	•	00-046-1045	0.742	0.389	59.50	*	Si O2	Quartz, syn	2.649	3.41	Hexagonal	3.3435	4.2550	1.8180
	•	00-066-0867	0.924	0.737	27.89	*	Ca (C O 3)	Calcite	2.709	3.22	Rhombohedral	3.0361	1.8757	2.2851
	•	00-009-0470	0.790	0.600	5.54	I	(Na , K) (Si2 Al) O8	Anorthoclase, disorde	2.570		Triclinic	3.2110	3.2430	4.1060
	•	00-041-1480	0.703	0.426	2.05	I	(Na , Ca) Al (Si , Al)3 O8	Albite, calcian, ordere	2.644	1.06	Triclinic	3.1817	3.1973	4.0314
	•	00-019-1178	0.724	0.542	1.26	I	Na Al Si2 O6 · 3 H2 O	Chabazite-Na	2.050		Rhombohedral	2.9300	4.3200	9.3600
	•	01-084-2067	0.635	0.538	1.25	*	Ca Mg0.27 Fe0.73 (C O3	Ankerite	3.162	3.16	Rhombohedral	2.9068	1.7986	2.2043
	•	00-037-0473	0.642	0.452	1.15	*	Na6 Ca2 Al6 Si6 O24 (S (	Haüyne	2.462		Cubic	3.7230	2.6330	2.1500
	•	00-058-2004	0.919	0.647	0.82	I	Al2 Si2 O5 (O H)4	Kaolinite-1A	2.598		Triclinic	7.1726	3.5854	2.3865
	•	01-072-6231	0.635	0.571	0.54	*	Fe2 O3	Iron Oxide	6.105	3.38	Rhombohedral	2.5468	2.4227	1.6023

Рис. 2 - Пример качественного анализа минерального состава типичной осадочной нефтегазоносной горной породы

- Количественный анализ минерального состава керна методом Ритвельда с уточнением структурных и текстурных параметров компонентов (рисунок 3).

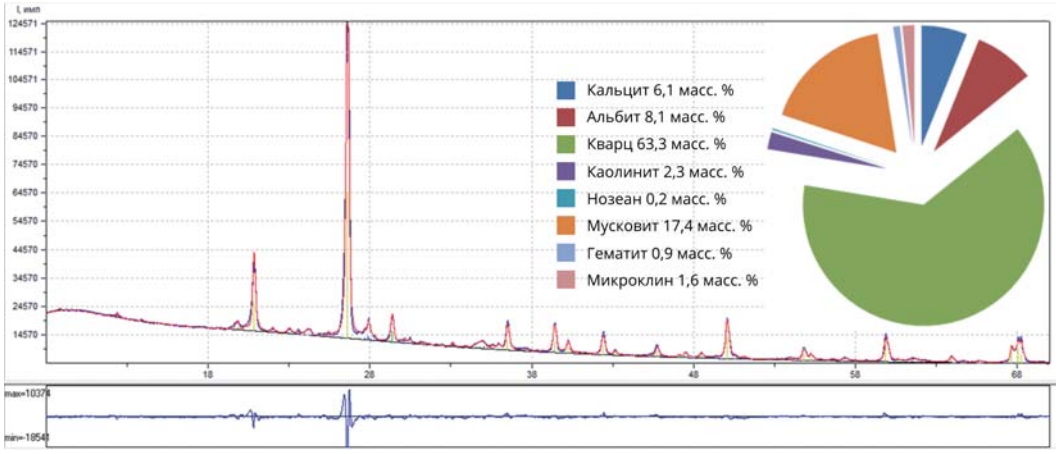


Рис. 3 - Минеральный состав песчаника из керна, определенный методом Ритвельда

На данный момент рентгенодифракционный анализ является единственным надежным способом определения глинистых минералов. На рисунке 4 показано разбухание монтмориллонита при насыщении его этиленгликолем с увеличением межслоевого промежутка с 14.8 до 17 Å.

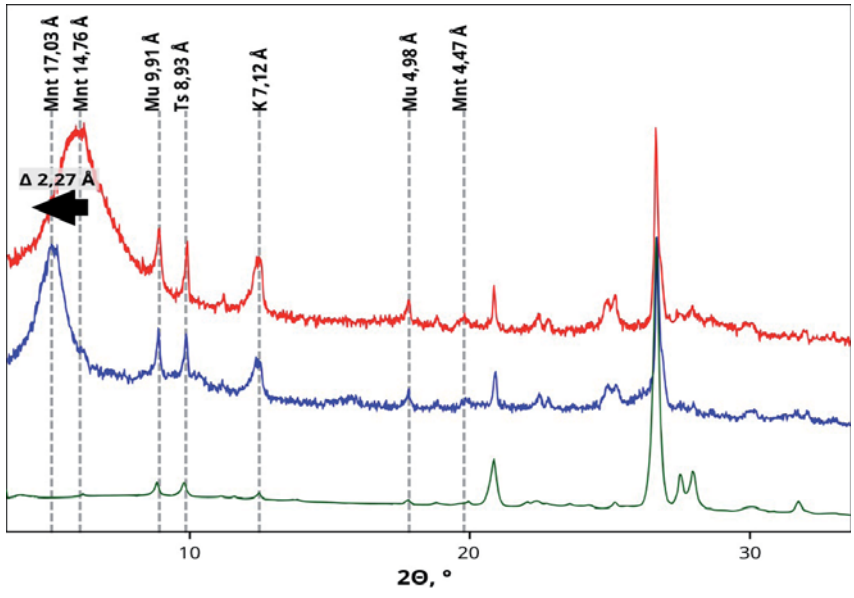


Рис. 4 - Диагностика глинистых минералов по дифрактограмме отмученной из горной породы дисперсной фракции.
Зеленая линия –дифрактограмма исходной породы;
красная линия - после отмучивания;
синяя линия дифрактограмма текстурированной пробы после насыщения ее этиленгликолем

Рентгенофазовый анализ позволяет отслеживать изменение фазового состава горных пород по разрезу скважины. Ниже приведены дифрактограммы и минеральный состав обломочных пород керна, изъятого с различных глубин нефтегазоносного месторождения (см. рисунок 5, таблица 1).

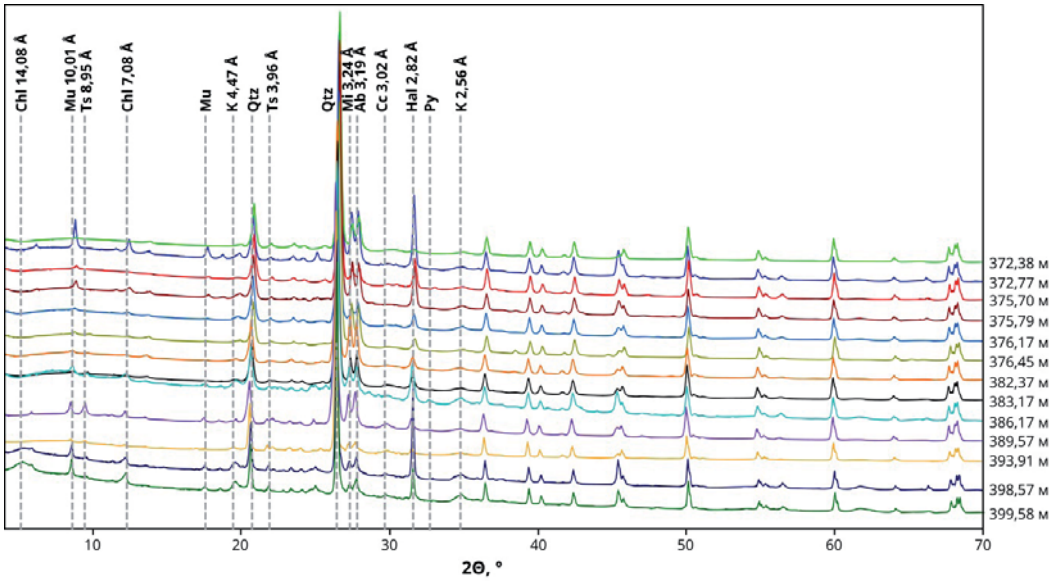


Рис. 5 - Изменение минерального состава обломочных горных пород по глубине по двум скважинам нефтегазоносного месторождения

По результатам анализа минерального состава обломочных горных пород и его изменений по глубине можно сделать следующие выводы:

1. Основными минеральными компонентами исследованных образцов являются кварц, полевые шпаты, слюды, глины, соли, карбонаты и цеолиты. В качестве микропримеси обнаружен пирит. Содержание монтмориллонита не превышает 2 масс.%. Максимальное содержание монтмориллонита (2 %) наблюдается в пробах с глубин 359.95 и 370.05 м из скважины Р-2. Содержание аморфной фазы в пробах составляет от 10 до 30 %.

2. Распределение компонентов по разрезу скважин меняется. Так, в скважине Р-2 две верхних пробы с глубин 359.95 и 370.05 м существенно отличаются от всех остальных проб по низкому содержанию кварца (до 20 %), высокому содержанию слоистых силикатов (слюд и глин) суммарно - около 40 %, высокому суммарному содержанию полевых шпатов (около 30%), высокому содержанию кальцита (около 10%) и отсутствию цеолита (Na-клиноптилолита).

3. Все остальные пробы, взятые из этой скважины с бóльших глубин, содержит кварц в диапазоне 55-70%, слоистых силикатов (суммарно) – от 10 до 20%, полевых шпатов (суммарно) - от 10 до 20%, галита – до 10 %, цеолита – до 5%, кальцита нет.

4. В скважине Р-3 распределение компонентов более неравномерное, чем

в скважине Р-2. При этом в целом в скважине Р-3 больше каолинита и цеолита, а содержание полевых шпатов ниже (суммарно от 8 до 15 %). В середине разреза скважины Р-3 выделяется слой из 6 проб с высоким содержанием цеолита (больше 10 %), высоким содержанием слюды – до 30 %, низким содержанием кварца (до 25 %), высоким содержанием каолинита – до 15 %.

5. При количественном анализе методом Ритвельда учитывалась преимущественная ориентация частиц в полевых шпатах, слюдах и глинах. Так, коэффициент текстуры в направлении [001] в микроклине и альбите менялся от 0.1 до 0.4, в мусковите и каолините – от 0.5 до 1.0.

Заключение

Повышение аналитических характеристик дифрактометров и их быстродействия, развитие вычислительной мощности компьютеров и возможностей программного обеспечения (например, популяризация полнопрофильного метода Ритвельда) расширили возможности рентгенодифракционного анализа по экспресс-диагностике и достоверном количественном определении минерального состава многокомпонентных горных пород с уточнением структурных и текстурных параметров компонентов.

В настоящее время очевидно, что метод рентгеновской дифракции является основным, а во многих случаях и единственным методом диагностики минерального состава горной породы-коллектора либо породы-флюидоупора и при этом позволяет проследить изменение кристаллохимических особенностей минералов по изучаемому разрезу.

Список использованной литературы

1. Ковба Л.М., Трунов В.К. Рентгенофазовый анализ. – М.: Издательство Московского университета. – 1976.

2. Михалкина О.Г. Применение метода рентгеновской дифракции для исследования керна и техногенных продуктов. - Вестник газовой науки. - 2016. - № 4(28). - с. 96-107.

3. Accuracy in Rietveld quantitative phase analysis: a comparative study of strictly monochromatic Mo and Cu radiations // Leon-Reina L., Garcia-Mate M. etc. – Journal of applied crystallography. – 2016. - №49. - с. 722-735.

4. Результаты внедрения компанией АО «НИПИнефтегаз» метода рентгеновской дифракции на современном аппаратно-программном комплексе российского производства для решения различных задач нефтегазодобычи на месторождениях РК // Герштанский И.О. Саенко О.Б., Лозовая С.В. и др. – Oil & Gas of Kazakhstan. – 2019. - № 1-2. – с. 110-118.

Таблица 1. Минеральный состав и содержание аморфной компоненты для образцов по двум скважинам Р-3 и Р-2 нефтегазоносного месторождения

Скважина	Глубина отбора, м	Минеральный состав, масс. %						Аморфная фаза, %
		Полевые шпаты	Глины	Слюды	Карбонаты	Соли	Прочие	
Р-3	375.70	альбит 14.2 микроклин 3.8	клинохлор 2.0	мусковит 9.5	кальцит 0.2	галит 6.0	кварц 63.4, пирит 0.9	12
	376.45	альбит 5.9 микроклин 4.9	клинохлор 3.5	мусковит 17.1	кальцит 27.0	галит 4.5	кварц 37.1	26
	389.57	альбит 9.4 микроклин 2.9	клинохлор 2.2 каолинит 13.6	мусковит 29.9	–	галит 4.3	кварц 25.3, клиноптилолит 11.3 пирит 1.1	20
	390.84	альбит 6.2, микроклин 3.0	клинохлор 4.5 каолинит 6.0	мусковит 21.7	–	галит 2.0	кварц 43.3, клиноптилолит 12.3, пирит 0.9	21
	391.30	альбит 4.4, микроклин 2.4	клинохлор 3.5 каолинит 5.9	мусковит 22.0	–	галит 9.6	кварц 40.3 клиноптилолит 11.0 пирит 0.8	19
	392.23	альбит 10.6, микроклин 4.0	клинохлор 2.0	мусковит 9.0	кальцит 0.9	галит 2.3	кварц 59.0 клиноптилолит 11.6 пирит 0.5	19
	393.91	альбит 10.6 микроклин 3.6	клинохлор 2.1 каолинит 13.2	мусковит 24.9	кальцит 3.4	галит 3.3	кварц 28.7 клиноптилолит 10.1	21
	395.58	альбит 9.6 микроклин 5.7	Клинохлор 1.9	мусковит 11.2	–	галит 1.5	кварц 58.6, клиноптилолит 10.8 пирит 0.8	7
	398.57	альбит 9.0, микроклин 4.8	клинохлор 6.5, каолинит 6.7	мусковит 8.6	–	галит 5.3	кварц 54.8, клиноптилолит 3.3, пирит 1.2	16
	399.58	альбит 12.3 микроклин 3.9	клинохлор 7.9, каолинит 7.6	мусковит 10.0	–	галит 3.6	кварц 52.4, клиноптилолит 1.5, пирит 0.8	16

Продолжение таблицы 1

Р-2	359.95	альбит 16.8, микроклин 9.2	клинохлор 3.9, каолинит 11.6	мусковит 23.6	кальцит 10.0	галит 7.5	кварц 16.0, пирит 1.5	19
	370.05	альбит 16.6, микролин 10.3	клинохлор 2.9, каолинит 8.2	мусковит 26.4	кальцит 10.2	галит 7.6	кварц 16.5, пирит 1.5	22
	372.38	альбит 11.8, микроклин 4.6	клинохлор 0.4	мусковит 9.6	кальцит 0.7	галит 0.7	кварц 71.8, пирит 0.4	8
	372.77	альбит 14.3 микроклин 5.8	клинохлор 5.6	мусковит 8.3	кальцит 0.6	галит 9.9	кварц 55.4, пирит 0.2	30
	375.79	альбит 11.9 микроклин 6.2	клинохлор 0.5	мусковит 7.4	кальцит 1.6	галит 8.1	кварц 64.2, пирит 0.2	12
	376.17	альбит 10.1 микроклин 5.1	клинохлор 1.2	мусковит 14.2	кальцит 0.6	галит 3.3	кварц 64.9, пирит 0.5	11
	382.37	альбит 7.4, микроклин 8.1	клинохлор 0.7, каолинит 1.2	мусковит 10.9	–	галит 3.2	кварц 66.6, клиноптилолит 1.3 пирит 0.6	10
	382.7	альбит 7.4, микроклин 6.7	клинохлор 0.5 каолинит 2.3	мусковит 9.2	–	галит 3.1	кварц 67.7, клиноптилолит 2.8 пирит 0.4	10
	383.17	альбит 6.0, микроклин 4.3	клинохлор 1.0 каолинит 1.5	мусковит 10.6	–	галит 3.7	кварц 68.6, клиноптилолит 3.8 пирит 0.5	9
	386.17	альбит 4.6, микроклин 3.9	клинохлор 3.1, каолинит 5.0	мусковит 15.4	кальцит 0.7	галит 7.7	кварц 56.8, клиноптилолит 2.8	18

УДК 001.89:332.5(574.1)

Пронин Н.А., Сисенгалиева А.С. *(«КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»),*
Тасеменов Е.Т. *(АО «Эмбамунайгаз»)*

Сопоставление результатов электрофациального анализа отложений юрских горизонтов на месторождениях восточной части Прикаспийской синеклизы

Большинство месторождений на территории Республики Казахстан в настоящий момент находятся в поздних стадиях разработки. Многие месторождения имеют сложное геологическое строение оказывающее влияние на их изучение и разработку. Решение проблемы подготовки запасов и вовлечение этих запасов в разработку − актуальные задачи для геологов. Одним из решений являются применение нового методического подхода к изучению территории для объяснения условий осадконакопления, литолого-фациального анализа. В настоящее время литолого-фациальный анализ широко применяется в нефтегазовой геологии как в начальных стадиях изучения, так и на этапах промышленной разработки месторождений. Восстановление древних обстановок осадконакопления, необходимо для выявления характера взаимосвязи отдельных частей геосистемы [3]. Появляется возможность формализовать свойства геологического пространства и выявить последовательность изменений геологических тел. В данной работе предлагается анализ формирования отложений нижней и средней юры на территории одного месторождения из Прорвинской группы структур. Геология данных структур отличается достаточной сложностью в понимании и настоящее время относительно условий образования их отложений существуют различные точки зрения. Литолого-фациальный анализ включает в себя реконструкцию фациальных условий осадконакоплений, которая проводилась по электрометрическим моделям фаций В.С. Муромцева [4]. Разработанная система диагностических признаков дает возможность устанавливать фациальную природу осадка не только в результате изучения горных пород, но и по их характеристикам кривых каротажа. Для каждой фации отложений характерна особая, только ей свойственная форма аномалий каротажной кривой - модель фаций. Форма кривых содержит важную информацию по целому ряду признаков, позволяющих оценивать строение и толщину изучаемых отложений [4].

Изучаемые объекты, скважины месторождений С.Нуржанов, Западная Прорва, Аккудук, Акингень, Кисимбай.

Месторождение С.Нуржанов в административном отношении находится в Жылойском районе Атырауской области, в 170 км на юг-юго-восток от

г.Атырау, и расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря. В тектоническом отношении месторождение С.Нуржанов расположено на юго-западной периклинальной части Южно-Эмбинского поднятия, уходящего под уровень Каспийского моря. Относится к Прорвинской группе структур. Прорвинская группа структур в структурном отношении представляет собой пологую антиклиналь, вытянутую в широтном направлении. Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделами. Нижнеюрские отложения представлены песками и песчаниками мелко и среднезернистыми, часто водоносными с небольшими подчиненными прослоями песчанистых глин, содержащих растительные остатки. Разрез средней юры литологически представлен переслаиванием сероцветных песчано-глинистых отложений. В меньшей мере встречаются углистые глины и прослои бурого угля. Пески серые и буровато-серые, мелко и среднезернистые, глинистые. Песчаники мелко и среднезернистые, известковистые с растительными остатками.

Месторождение Западная Прорва географически расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины на восточном берегу Каспийского моря, входит в состав Жылыойского района Атырауской области к востоку от г.Атырау на расстоянии 215 км. Также относится к Прорвинской группе структур. Юрская система представлена нижним, средним и верхним отделами. Представлена песками с пачками песчаников, алевролитов и глин, переслаиванием песчано-глинистых отложений и песчаников с алевролитами и аргиллитами.

Месторождение Аккудук относится к Жылойскому району Атырауской области, к юго-востоку от г.Атырау на расстоянии 300 км. Структура Аккудук расположена в пределах прогнутой зоны между приподнятыми Сагизской, Приморской и Южно-Эмбинской зонами юго-востока Прикаспийской впадины, которая является областью длительного прогибания и мощного осадконакопления. Структура Аккудук приурочена к одноименному соляному куполу. Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделами. Представлены песками и песчаниками мелко и среднезернистыми, с небольшими подчиненными прослоями песчанистых глин и прослоями гравелитов, переслаиванием песчано-глинистых отложений с присутствием угля.

Месторождение Акингень расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Относится к Жылойскому району Атырауской области, к юго-востоку от г.Атырау на расстоянии 315 км. Акингеньский купол представляет собой линейную антиклинальную складку, возникшую в процессе внедрения соляного штока в триасе. Отложения юрской системы представлены нижним, средним и верхним отделами. представлены песками и песчаниками средне и мелкозернистыми с небольшими подчиненными прослоями песчанистых глин и прослоев гравеллитов, переслаиванием

песчано-глинистых отложений, с преобладанием песков и песчаников.

Месторождение Кисимбай расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Относится к Жылойскому району Атырауской области, к юго-востоку от г.Атырау на расстоянии 300 км. В тектоническом отношении она приурочена к валообразному соляному поднятию, расположенному на южном окончании Каратон-Бикжальского поднятия. Юрские отложения представлены тремя отделами: нижним, средним и верхним. Сложены песками, мелкозернистыми с чередованием песчаников и глин.

Для проведения литолого-фациального анализа, использованы материалы скважинных данных, каротажных кривых из нижней Юры и нижней части средней Юры, представленной отложениями, сформированными в условиях палеогеографических обстановок: равниной низменной аккумулятивной и равниной прибрежной временами заливавшаяся морем [5]. В работе использованы материалы из 11 скважин равномерно сосредоточенных по всей площади месторождения С.Нуржанов, 3 скважин месторождения Западная Прорва, 2 скважин месторождения Аккудук и по 1 скважине месторождений Акингень и Кисимбай. Скважины, по которым проводился анализ выбраны те, в которых производился вынос кернового материал, для сопоставления в дальнейшем результатов с результатами полного седиментационного анализа. Основой в анализ легло поведение гамма-каротажной кривой (ГК), данный подход несколько отличается от использования методики применения кривой потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) по причине частичного отсутствия данных материалов. Кривые ГК и ПС в нашем случае схожи в поведении и дают одинаковую характеристику, отличаются только плавностью записи кривой. Поэтому отклонения от конечного результата должны быть незначительны.

Исходя из результатов определения условий палеогеографических обстановок формирование залежи, предположительно, происходило на границе равнины с морем наиболее подходящей обстановкой для таких условий, по предположению, является дельта, поэтому для проведения литолого-фациального анализа использовались типовые модели групп фаций, слагающих географические зоны дельтового комплекса (рисунок 1).

Результаты показывают, что кривые ГК месторождения С.Нуржанов достаточно схожи с кривыми типовых моделей, что в свою очередь дает возможность конкретизировать фации отложений дельты по разрезу. Таким образом были рассмотрены все 8 типов моделей на кривых ГК, 7, из которых присутствуют с достаточной схожестью: 2 – песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 3 – подводный склон; 4 – подводная равнина; 5 – морской край; 6 – нижняя надводная равнина; 7 – верхняя надводная равнина; 8 – русловые отмели реки, формирующей дельту (рисунок

2). Отсутствие 1 типа - глинистых отложений мелководной части морского шельфа еще раз подтверждает то, что осадконакопление происходило в наземной части дельты, в аванделте (подводной части), в продельте без перехода в мелководное море (шельф) на границе равнины с морем. Большие накопления песчаного материала предположительно указывают на то, что по типу дельта является эстуариевой дельтой [6,7]. Также замечено, что с запада на восток преобладание русловых отмелей реки, формирующей дельту, сменяется на преобладание более глубоководных обстановок отложений мелководной части морского шельфа и подводного склона.

Кривые ГК месторождения Западная Прорва достаточно схожи с кривыми типовых моделей, что в свою очередь дает возможность конкретизировать фации отложений дельты по разрезу. Таким образом были рассмотрены все 8 типов моделей на кривых ГК, 6, из которых присутствуют с достаточной схожестью: 1 – глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 2 – песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 4 – подводная равнина; 6 – нижняя надводная равнина; 7 – верхняя надводная равнина; 8 – русловые отмели реки, формирующей дельту (рисунок 3). Отсутствие 3 типа - подводный склон и 5 типа – морской край предположительно указывает на то, что осадконакопление происходило в наземной части дельты с последующим, резким переходом в морскую обстановку.

Кривые ГК месторождения Аккудук также достаточно схожи с кривыми типовых моделей, что в свою очередь дает возможность конкретизировать фации отложений дельты по разрезу. Таким образом были рассмотрены все 8 типов моделей на кривых ГК, 6, из которых присутствуют с достаточной схожестью: 2 – песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 3 – подводный склон; 4 – подводная равнина; 6 – нижняя надводная равнина; 7 – верхняя надводная равнина; 8 – русловые отмели реки, формирующей дельту (рисунок 3).

Кривые ГК месторождения Акингень имеют достаточную схожесть с кривыми типовых моделей, что в свою очередь дает возможность конкретизировать фации отложений дельты по разрезу. Таким образом были рассмотрены все 8 типов моделей на кривых ГК, 6, из которых присутствуют с достаточной схожестью: 1 – глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 2 – песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 4 – подводная равнина; 6 – нижняя надводная равнина; 7 – верхняя надводная равнина; 8 – русловые отмели реки, формирующей дельту (рисунок 3). Предположительно осадконакопление происходило в морской части дельты.

Кривые ГК месторождения Кисимбай схожи с кривыми типовых моделей, что в свою очередь дает возможность конкретизировать фации отложений дельты по разрезу. Таким образом были рассмотрены все 8 типов моделей

на кривых ГК, 4, из которых присутствуют с достаточной схожестью: 2 – песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 5 – морской край; 6 – нижняя надводная равнина; 8 – русловые отмели реки, формирующей дельту

Отсутствие некоторых моделей групп фаций (таблица 1) возможно связано с недостаточным количеством скважин, подтвердить данное предположение можно будет после подробного изучения обстановок на керновом материале.

Таблица 1 Сопоставление выделенных моделей групп фаций по месторождениям

Наименование моделей групп фаций	№ фации	Месторождение				
		С.Нуржанов	Западная Прорва	Аккудук	Акингень	Кисимбай
Глинистые отложения мелководной части морского шельфа	1		+		+	
Песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа	2	+	+	+	+	+
Подводный склон	3	+		+		
Подводная равнина	4	+	+	+	+	
Морской край	5	+				+
Нижняя надводная равнина	6	+	+	+	+	+
Верхняя надводная равнина	7	+	+	+	+	
Русловые отмели реки, формирующей дельту	8	+	+	+	+	+

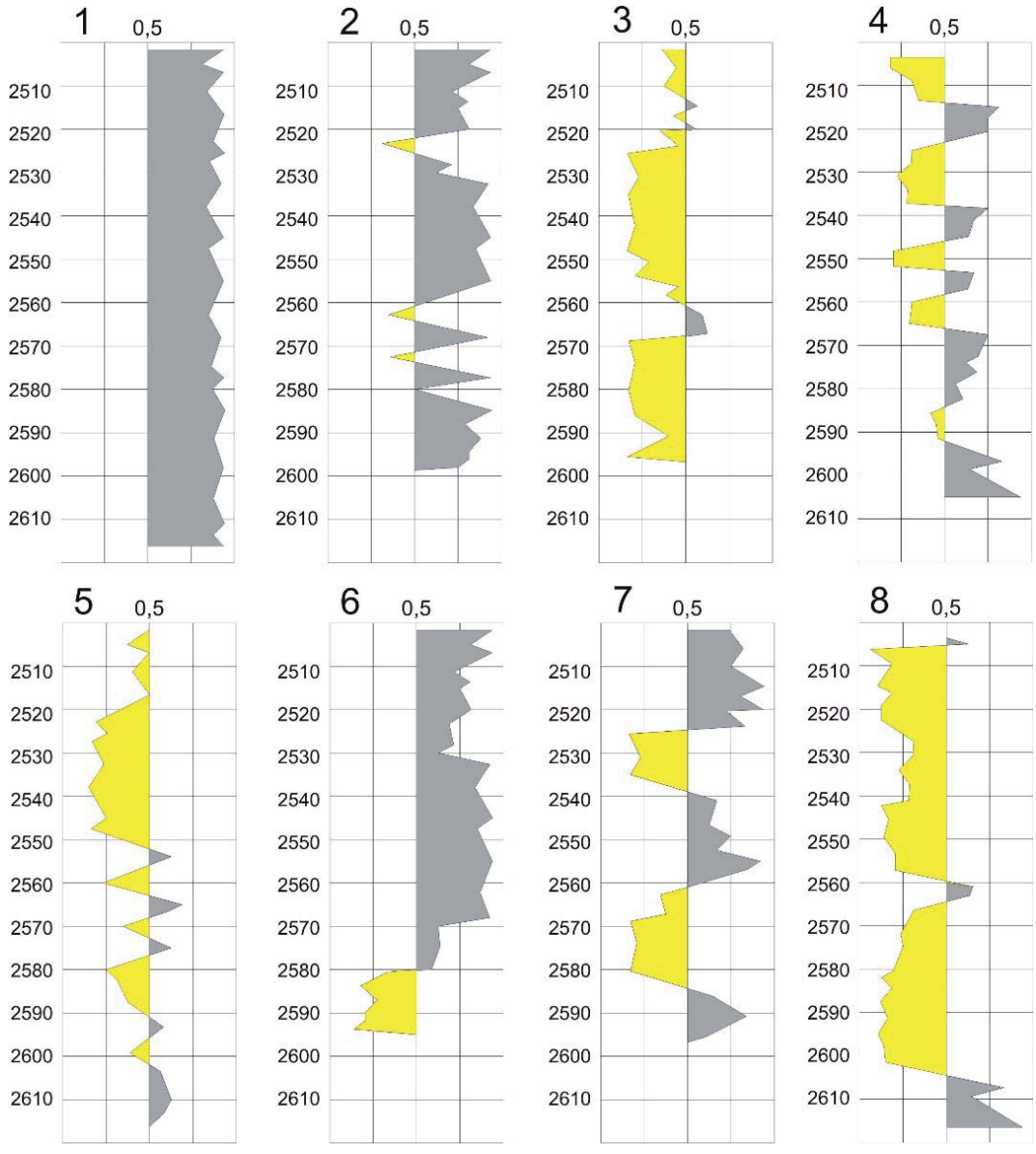


Рис. 1 – Схематическое изображение типовых моделей групп фаций, слагающих географические зоны дельтового комплекса (дельтового веера) (по В.С. Муромцеву).

Модели групп фаций: 1 – глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 2 – песчаные и глинистые отложения мелководной части морского шельфа; 3 – подводный склон; 4 – подводная равнина; 5 – морской край; 6 – нижняя надводная равнина; 7 – верхняя надводная равнина; 8 – русловые отмели реки, формирующей дельту.

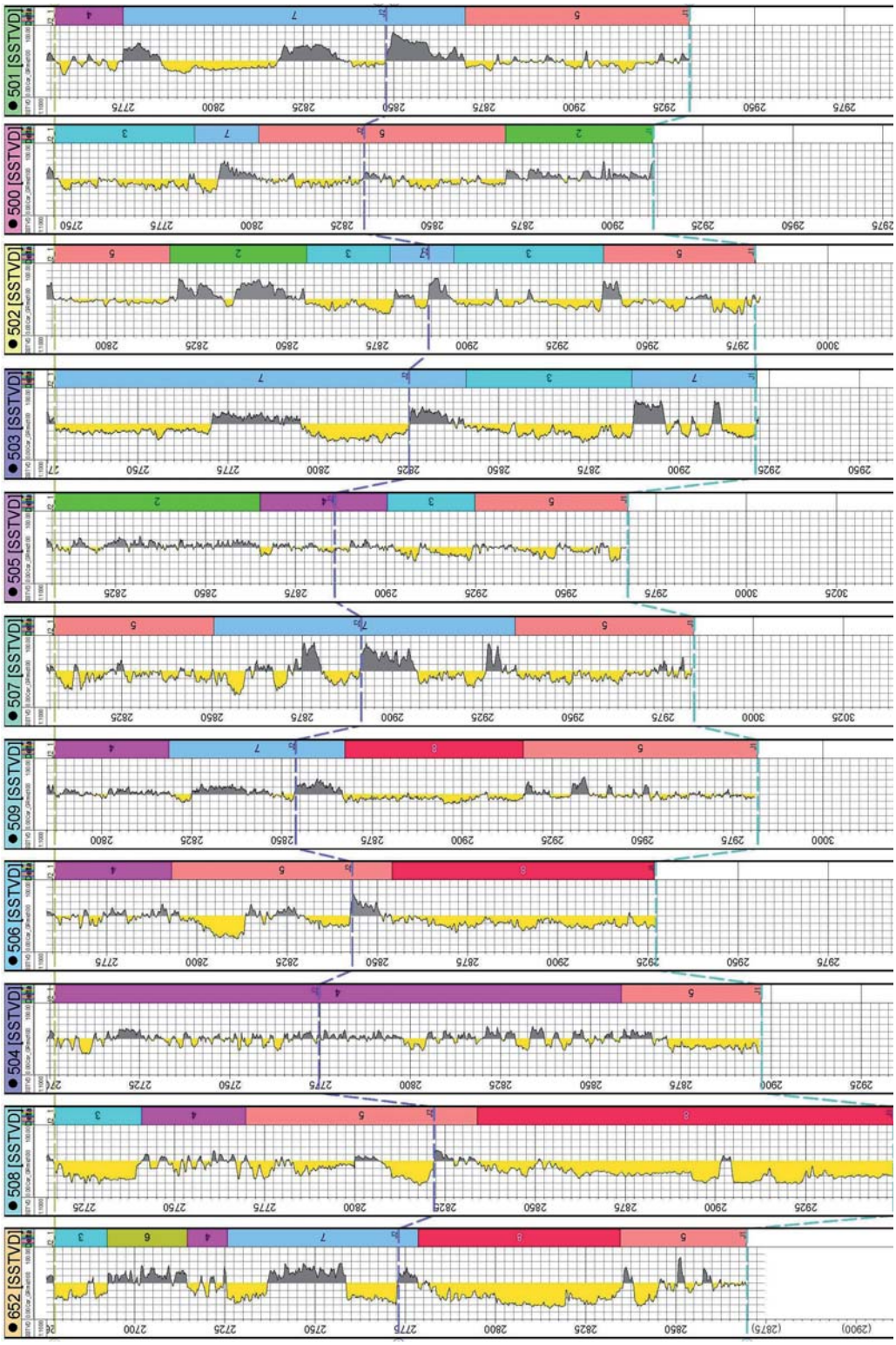


Рис. 2 – Результаты выделения фаций, основных условий осадконакопления на основе типовых моделей групп фаций

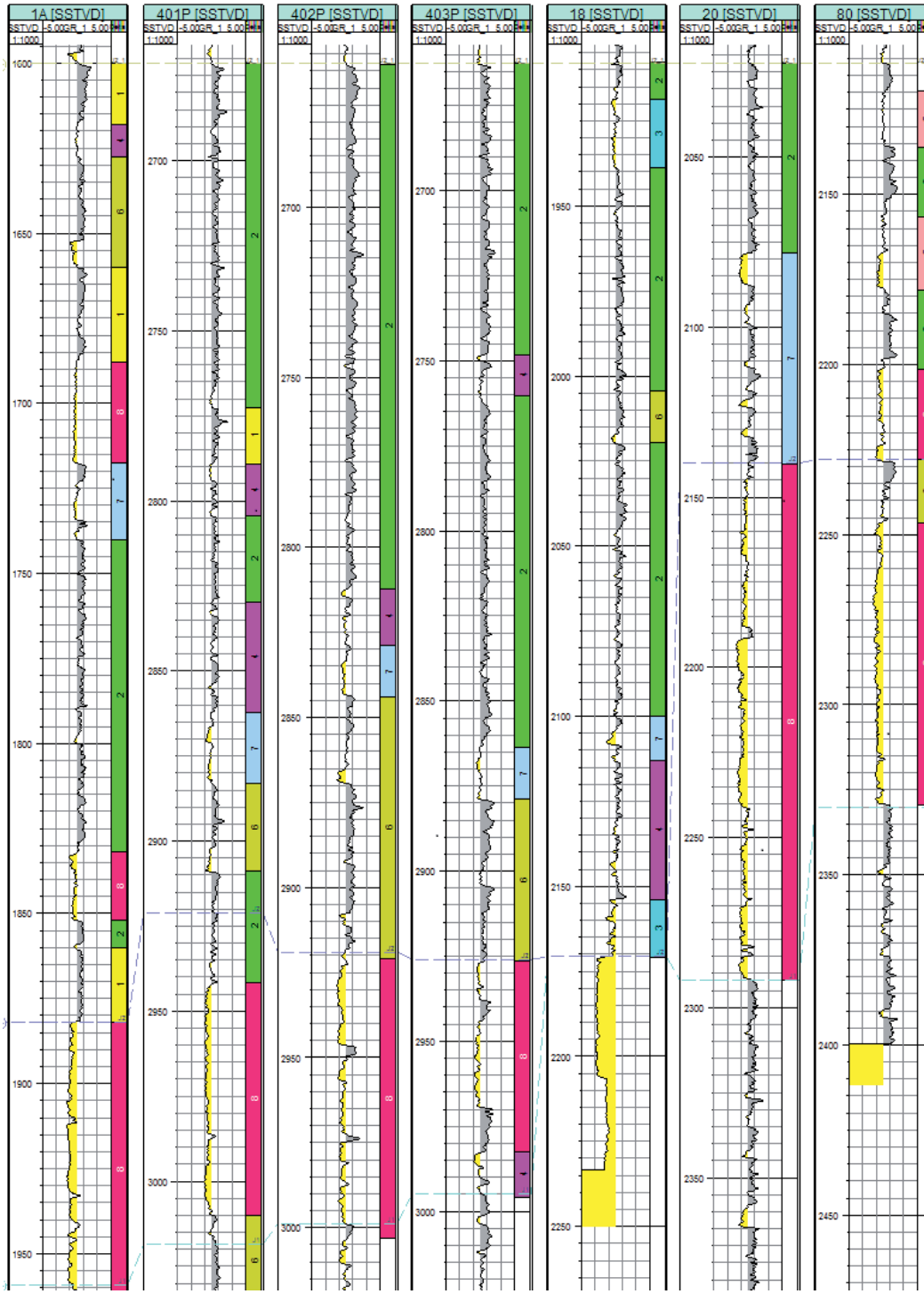


Рис. 3 – Результаты выделения фаций, основных условий осадконакопления на основе типовых моделей групп фаций слева на право месторождения Акингень, Западная Прорва, Аккудук, Кисимбай

Заключение

В результате сопоставления результаты определения обстановок на скважинах месторождений, можно сделать следующие выводы, что литолого-фациальный анализ по данным каротажа с применением разработанной системы диагностических признаков осадконакоплений по электрометрическим моделям фаций В.С. Муромцева [2] имеет право на использование в качестве достаточно простого метода для выявления фаций и объяснения условий осадконакопления с целью обоснования геологического строения сложных месторождений, а также применим для определения обстановок разных местрождений. Целью данной работы являлось доказать, что данный способ можно использовать, но в купе с результатами седиментологического описания кернового материала, так как керновый материал является фундаментальной геологической информацией и достаточно четко объясняет условия осадконакопления, за исключением того, что вынос кернового материала производится не повсеместно, и в достаточно ограниченном количестве, а геофизические данные не всегда являются качественными. Необходимо провести седиментологическое описание кернового материала для подтверждения описанных методов. Доизучить ниже и вышележащие отложения Триаса, остальных частей средней и верхней Юры, Мела для полноценного завершения циклов осадконакопления. После полноценного изучения кернового материала провести корреляцию по условиям осадконакопления с большим количеством скважин.

Список использованной литературы

1. Пронин Н.А. Мухаметрахимов Ш.К., Сисенгалиева А.С. Выделение зон развития песчаных отложений мезозоя на примере месторождения С.Нуржанов. Материалы международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений». Том 1. – Актау. - 2019. - с.90-94.

2. Пронин Н.А. Анализ состояния и дальнейшие направления литологических исследований в ТОО НИИ «Каспиймунайгаз». Расширение базы углеводородов в Казахстане. Сборник статей (на базе докладов второго Международного форума по геологоразведке нефти и газа «Kazakhstan Geology Forum: Oil&Gas 2018»). - Алматы. - с.221-225.

3. Бинштоκ М.М. Геологическое строение неокома Среднего Приобья в связи с поисками литологических залежей нефти . Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата геолого-минералогических наук. – Тюмень: ТИИ. - 1978. – 16 с.

4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра. - 1984. – 260 с.

5. Атлас палеогеографических карт СССР. Том III. Всесоюзный аэрологический трест министерства геологии СССР. – М., 1968.

6. Селли Р.Ч. Древние обстановки осадконакопления. - М.: Недра. – 1989.

7. М.Р. Лидер Седиментология, М.: «Мир». 1986.

УДК 001.89:553.98(574)

Кисляков Е.А.*(АО «НИПИнефтегаз»)*

Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений Арыскумского прогиба

В Арыскумском прогибе выделяется пять систем линейно-вытянутых грабен-синклиналей: Арыскумская, Акшабулакская, Сарыланская, Даутская и Бозингенская, разделенных Аксайской, Ащисайской и Табакбулакской системами палеозойских горст-антиклиналей (рисунок 1).

Как известно, большая часть запасов нефти и газа Арыскумского прогиба находится в Ащисайской горст-антиклинали, в которой сосредоточено около 40% от балансовых запасов, связанных с такими крупными месторождениями как Кумколь, Южный Кумколь и др. К Акшабулакской грабен-синклинали приурочено около 23% нефти и газа (месторождения Акшабулак, Нуралы и др.). Примерно равные запасы имеют Аксайская горст-антиклиналь (18%), аккумулированные в месторождениях Кызылкия, Северо-Западный Кызылкия, Аксай, и Арыскумская грабен-синклиналь (15%) с месторождениями Арыскум, Коныс, Бектас и др. О

Наиболее разведанными на углеводороды и содержащими основную часть запасов в прогибе являются отложения мела и верхней юры. Отложения нижней и средней юры изучены в значительно меньшей степени. Это связано, в том числе и с тем, что нижне-среднеюрские отложения развиты, главным образом, в грабен-синклиналях прогиба, в то время как первостепенными на поиски углеводородов в районе были районы горст-антиклиналей, в которых вышележащие отложения, в определенной степени повторяя выступы фундамента, имели антиклинальные формы, образовывая высокоперспективные объекты.

В настоящий момент большая часть извлекаемых запасов, числящихся на Государственном балансе РК, крупнейших месторождений района отобрана, месторождения работают высокообводненной продукцией. К примеру, на месторождении Кумколь на 02.01.18 г. средняя обводненность добываемой продукции составила 98,4 %, накопленная добыча нефти составила 81208,8 тыс.т. от 92417 тыс.т. утвержденных извлекаемых [1]. На месторождении Арыскум по состоянию на 02.01.17 г. отобрано 8728,5 тыс. т. нефти от 11367 тыс.т. утвержденных извлекаемых, средняя обводненность добываемой продукции – 87,2 % [2].

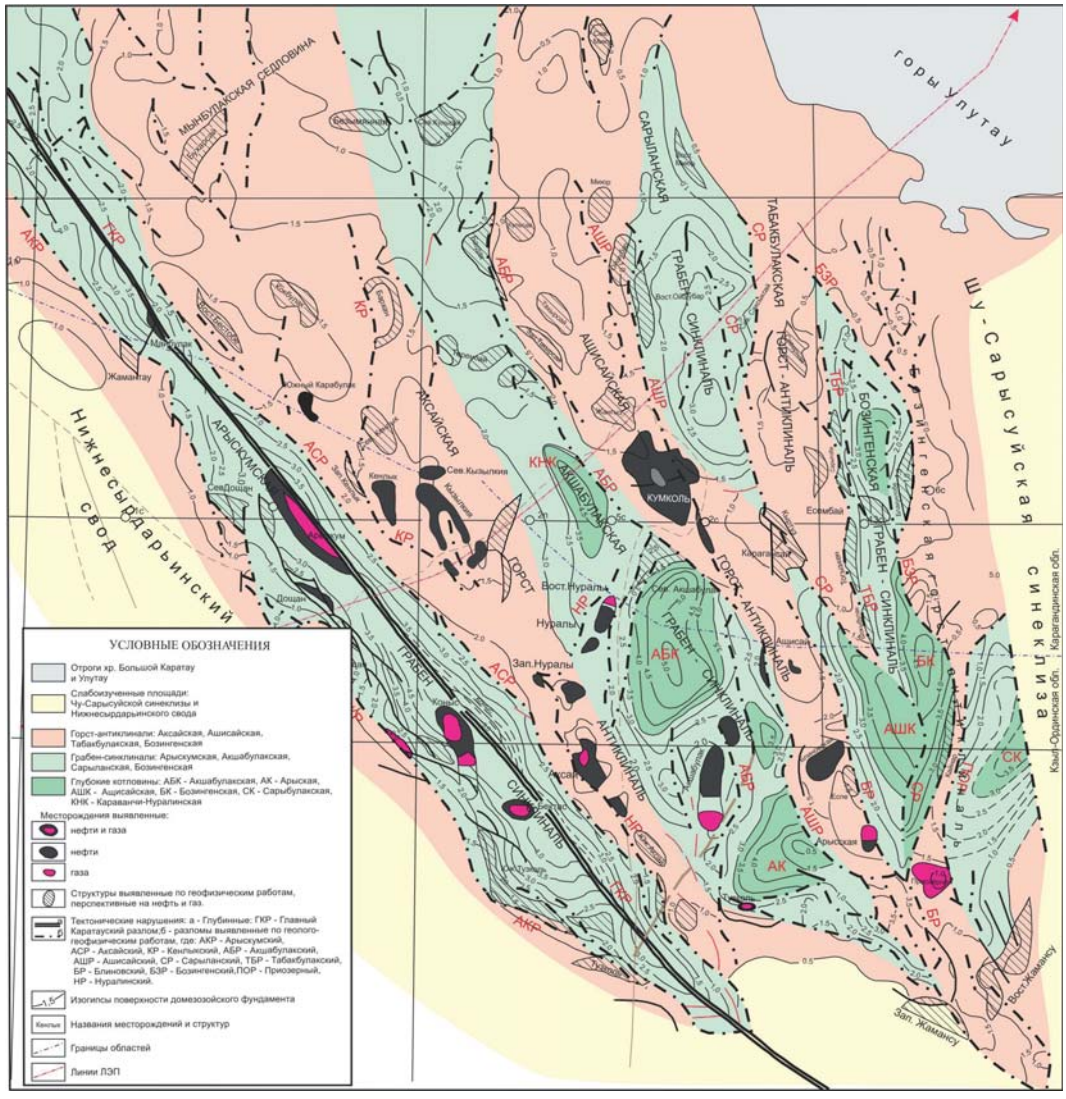


Рис. 1 - Тектоническая схема Арыскумского прогиба

В такой ситуации перспективными становятся более локальные и более глубокозалегающие объекты. Одним из таких перспективных объектов в районе являются нижне-среднеюрские отложения.

Нижняя секция мезозойского разреза вскрытая скважинами в рассматриваемом районе расчленяется на шесть свит: сазымбайскую, айболинскую и дощанскую, охватывающих нижнеюрские и низы батских отложений средней юры; карагансайскую – среднеюрскую; а также кумкольскую и акшабулакскую – верхнеюрского возраста. На открытых месторождениях в зависимости от глубины выступа фундамента частично или полностью отложения свит нижне-среднеюрского возраста отсутствуют.

Достоверностью стратиграфического расчленения нижне-среднеюрских отложений низкая, а в некоторых случаях полностью отсутствует (нерасчлененные отложения J_2kr+J_2ds, J_1+J_2).

Как известно, ведущую роль при региональной корреляции играет биостратиграфическая идентификация сопоставляемых отложений. Однако руководящие палинокомплексы по которым характеризуется возраст имеют близкий видовой состав спор и пыльцы.

В течение юрского периода в развитии климата и флоры Торгайского региона прослежены два крупных этапа: ранне-среднеюрский и келловей-позднеюрский. Ранне-среднеюрскому этапу развития юрской флоры, охватывающему отложения нижней-средней юры (за искл. келловея) присуща слабая дифференциация флор, с однообразным систематическим составом и долговременностью существования большинства таксонов. Общая тенденция развития юрской флоры Южного Тургая ранне-среднеюрского этапа заключается в очень медленном изменении систематического состава палинокомплексов от господства пыльцы голосеменных растений к постепенному возрастанию роли спор папоротникообразных растений с максимальным их развитием в гумидных условиях байосского века. В развитии юрской палинофлоры Южного Тургая (по палинологическим данным) отмечается главным образом, количественное перераспределение среди видов и родов при практически неизмененном составе сложившегося растительного сообщества. [3]

В подтверждение сложности определения и неизмененности состава сложившегося растительного сообщества можно привести результаты палинологических исследований из скважины Кумколь 411 (таблица 1).

Таблица 1. Результаты палинологических исследований. Скважина 411

№ образца	Интервал, м	Литология	Результаты анализа	Возраст согласно Пересчету Запасов
1	2	3	4	5
5-8	1210-1218	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	J_3km
6-3	1218-1224	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-5	1218-1224	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-9	1218-1224	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-20	1224-1230	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-22	1224-1230	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-26	1224-1230	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-28	1224-1230	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-31	1224-1230	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-33	1224-1230	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
6-35	1224-1230	песчаник	спор и пыльцы не обнаружено	
7-50	1236-1242	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-53	1236-1242	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-58	1236-1242	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-63	1242-1247	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-66	1242-1247	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-70	1242-1247	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-75	1247-1254	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	

1	2	3	4	5
7-80	1247-1254	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-85	1247-1254	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
7-90	1247-1254	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
8-97	1254-1260	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
8-100	1254-1260	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
9-106	1260-1266	аргиллит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
9-107	1260-1266	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
9-110	1260-1266	аргиллит	СПС J_1^4t - J_2^1a	J_2kr
10-114	1266-1272	аргиллит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
11-116	1266-1272	аргиллит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
11-120	1290-1292	аргиллит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
11-123	1290-1292	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
11-126	1290-1292	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
11-128	1290-1292	алевролит	спор и пыльцы не обнаружено	
11-130	1290-1292	алевролит	спор и пыльцы не обнаружено	
11-132	1290-1292	алевролит	спор и пыльцы не обнаружено	
12-133	1296-1302	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
12-136	1296-1302	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
12-137	1296-1302	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	J_2ds
12-139	1296-1302	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	
13-143	1302-1308	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
13-145	1302-1308	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
13-148	1302-1308	алевролит	спор и пыльцы не обнаружено	
13-149	1302-1308	алевролит	спор и пыльцы не обнаружено	
14-151	1308-1314	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
14-153	1308-1314	алевролит	СПС J_1^4t - J_2^1a	
14-154	1308-1314	песчаник	СПС J_1^4t - J_2^1a	

Учитывая вышесказанное, имеющиеся результаты по исследованию керна не решают однозначно проблемы по стратиграфическому расчленению юрских отложений, как на месторождении Кумколь, так и на других месторождениях.

Расчленение разреза по геофизической характеристике также весьма затруднено однообразностью литологии. Литологические отложения (и коллекторы в частности) юрских отложений среднего и нижнего отделов довольно схожи: песчано-алевролитовые отложения, иногда с прослоями конгломератов и гравелитов, аргиллиты и глины. Цвет разностей от серого до темно-серого, реже черного.

Указанные выше сложности расчленения нижне-среднеюрских отложений приводят к номенклатурному несоответствию продуктивных горизонтов, установленных на месторождениях. Регионально к сазымбайской свите относится продуктивный горизонт Ю-VII, к айболинской – горизонт Ю-VI, к

дощанской свите – горизонт Ю-V, к карагансайской свите – Ю-IV.

Для анализа были собраны некоторые материалы по нефтегазоносности нижне-среднеюрских отложений, номенклатуре горизонтов из общедоступных источников (таблица 2) [4].

Таблица 2. Продуктивность нижне-среднеюрских отложений Арыскумского прогиба

Месторождение	Продуктивный горизонт	Страти-графия	Недро-пользователь	Год последнего Подсчета Запасов, Категория оценки запасов
Калжан	Ю-IV-А	J2ds	Саутс-Ойл	2015
	Ю-IV-Б			С1+С2
Караванчи	Ю-IV-1	J2-3kr	ПККР	2015
	Ю-IV-2	J2ds		С1+С2
	Ю-V	J1ab		
	Ю-VI-1	J1sz		
	Ю-VI-2			
Караколь	Ю-IV-I	J2kr	СНПС Ай Дан Мунай	2012
	Ю-IV-II	J2ds		С1+С2
	Ю-VI-1,2,3	J1sz		
Северный Нуралы	пласт А	J2kr	ПККР	2015
	пласт Б	J2ds		С1+С2
Есжан	Ю-IV-А	J2ds	Саутс-Ойл	2015
	Ю-IV-Б			С1+С2
	Ю-V			
Акшабулак Центральный	Ю-IV	J3km1	Казгермунай	2015 С1+С2
Дощан	Д-I	J2ds	ПетроКазахстан Венчерс инк.	2015
	А-I	J1ab		С1+С2
Ю-В Дощан	Ю-IV-kr1	J2kr	ПетроКазахстан Венчерс инк.	2015
	Ю-IV-kr2			С1+С2
Ю-З Сарыбулак	Ю-IV-1	J2kr	Ай Дан Мунай	2014
	Ю-V-1,2,3	J2ds-J1ab		С1+С2
	Ю-VI-1,2,3,4			
	Ю-VII-1,2,3	J1sz		
Тузколь	Ю-III-А	J2-3kr	Кольжан SMM OIL	2015
	Ю-III-Б			С1+С2
	Ю-III-В			
	Ю-IV	J2ds		
Майбулак	Ю-IV	J2	ПККР	2015
	Ю-VI			А+В+С1
	Ю-VII			
	Ю-VIII			
Южное Ровное	Ю-III	J2-J1	Мунай Онтустк	2009
	Ю-IV			С1+С2

Сорколь	Ю-V-1А	J2kr-ds	Кумколь Транс Сервис	2015
	Ю-V-1Б			С1+С2
	Ю-V-2А			
	Ю-V-2Б			

Как видно из таблицы, строгая приуроченность разделения продуктивных горизонтов по стратиграфическим комплексам не выдерживается, а используемая требует уточнения.

К примеру, такое уточнение было произведено в работе по Пересчету запасов месторождения Кумколь 2018 г.

На месторождении Кумколь в работе по Приросту запасов 2016 года [5] после бурения шести оценочных скважин в юго-восточной части месторождения были впервые выделены продуктивные горизонты с номенклатурными индексами Ю-IV-1-1, Ю-IV-1-2, Ю-IV-1-3, Ю-IV-1-4, и стратиграфически отнесены к среднекумкольской свите верхней юры. В разрезах скважины ниже акшабулакской свиты до забоя/кровли палеозоя выделяли только кумкольскую свиту, в то время как на месторождении Кумколь (основные залежи), где в центральной части отложения фундамента имеют наиболее высокие гипсометрические отметки, выделены карагансайская и дощанская свиты при Пересчете запасов 2007 г.

В работе по Пересчету запасов 2018 г. [1] было проведено сопоставление разрезов вышеупомянутых скважин с остальными скважинами, пробуренными на месторождении. Результатом этого стало уточнение границ продуктивных горизонтов в скважинах юго-восточной части месторождения Кумколь: горизонт Ю-III прослежен выше по разрезу, нежели в работе по Приросту запасов; горизонт Ю-IV установлен в разрезах скважин; впервые прослежен продуктивный горизонт Ю-IV-1-0.

После анализа данных было сделано предположение, что часть нижних выявленных горизонтов приурочены к отложениям дощанской свиты. Для обоснования предположения были проведены региональные сопоставления и корреляции разрезов скважин по имеющимся материалам месторождений района.

Сопоставление с месторождениями Дощан и Арыскум оказалось весьма затруднительно и мало показательно, так как, во-первых, месторождения расположены на значительном удалении, во-вторых, месторождения расположены в центральной части Арыскумкской грабен-синклинали, где отложения юры в частности имеют более значительные толщины, а также отличающуюся каротажную характеристику, вызванную условиями осадконакопления [6].

Для следующего сопоставления было выбрано месторождение Есжан, расположенное на пограничной зоне Аксайской горст-антиклинали и Арыскумкской грабен-синклинали, как более показательный пример, ввиду того, что на части месторождения глубины залегания фундамента относительно сопоставимы с глубинами на юго-восточной части месторождения Кумколь, и среднеюрские отложения развиты в относительно равных толщинах.

На обоих месторождениях отложения карагансайской свиты выделены по

следующей каротажной характеристике – ниже отложений кумкольской свиты имеется относительно однородная пачка плотных пород, характеризующаяся относительно ниже и вышележащих отложений увеличенными значениями по гамма-каротажу и акустическому каротажу (рис. 2) (по подошве этой пачки отложений при сопоставлении прослежен репер REP1).

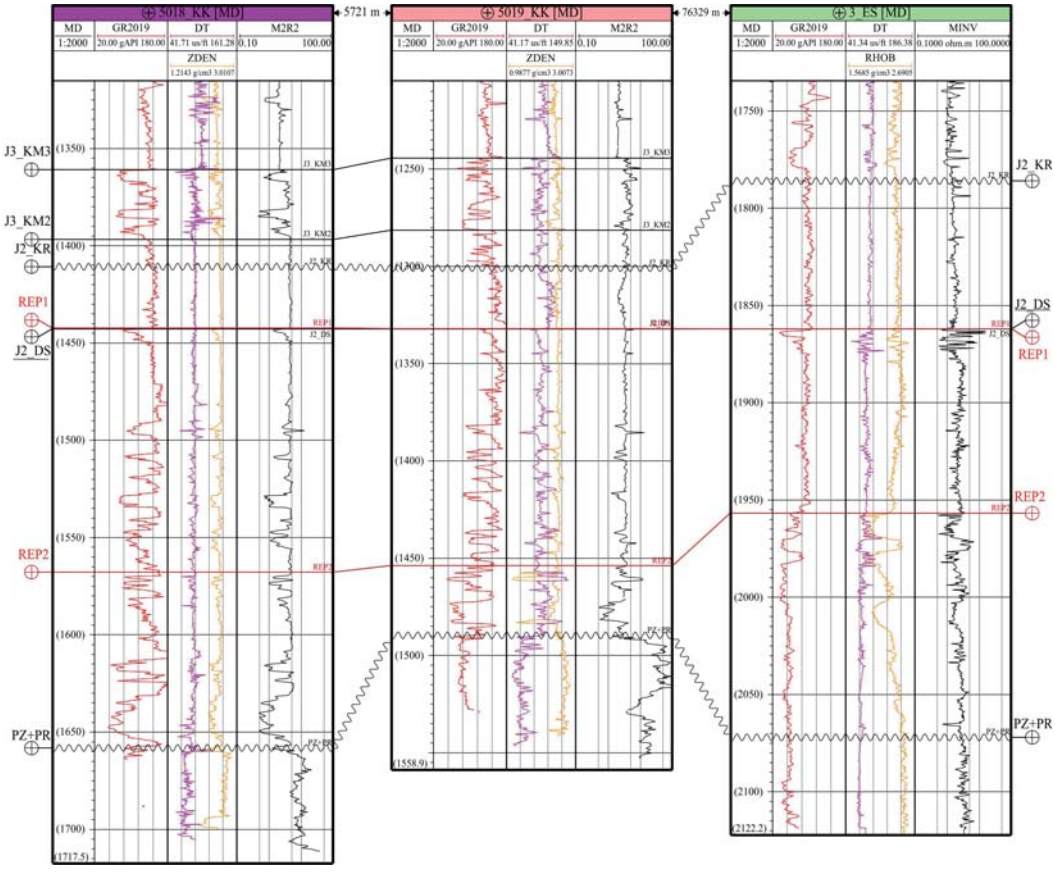


Рис. 2 - Схема корреляции по линии скважин 5019 Кумколь-5018 Кумколь -3 Есжан

При сопоставлении средне-нормальных разрезов Есжан и Кумколь (рисунки 2, 3) отмечается, что нижняя пачка отложений, в которых выделен продуктивных горизонт Ю-IV-Б (дощанская свита, месторождение Есжан), достаточно уверенно коррелируется с отложениями месторождения Кумколь, в которых выделяются продуктивные горизонты Ю-IV-1-2, -3, -4.

На следующем этапе производилось сопоставление с месторождениями расположенными наиболее близко к месторождению Кумколь в Акшабулакской грабен-синклинали: Северный Нуралы, Акшабулак Центральный и Восточный.

Как видно из рисунка 4 подходы к страт расчленению на месторождениях разные.

Стоит отметить, что на месторождениях Акшабулакской группы среднеюрские отложения вскрыты единичными скважинами и представлены сокращенной толщиной, ввиду близости к фундаменту, благодаря чему

использовать их в корреляции со скважинами месторождения Кумколь оказалось менее корректным. К тому же на месторождении Акшабулак Центральный горизонт Ю-IV стратифицирован в отложениях нижнекумкольской подсвиты.

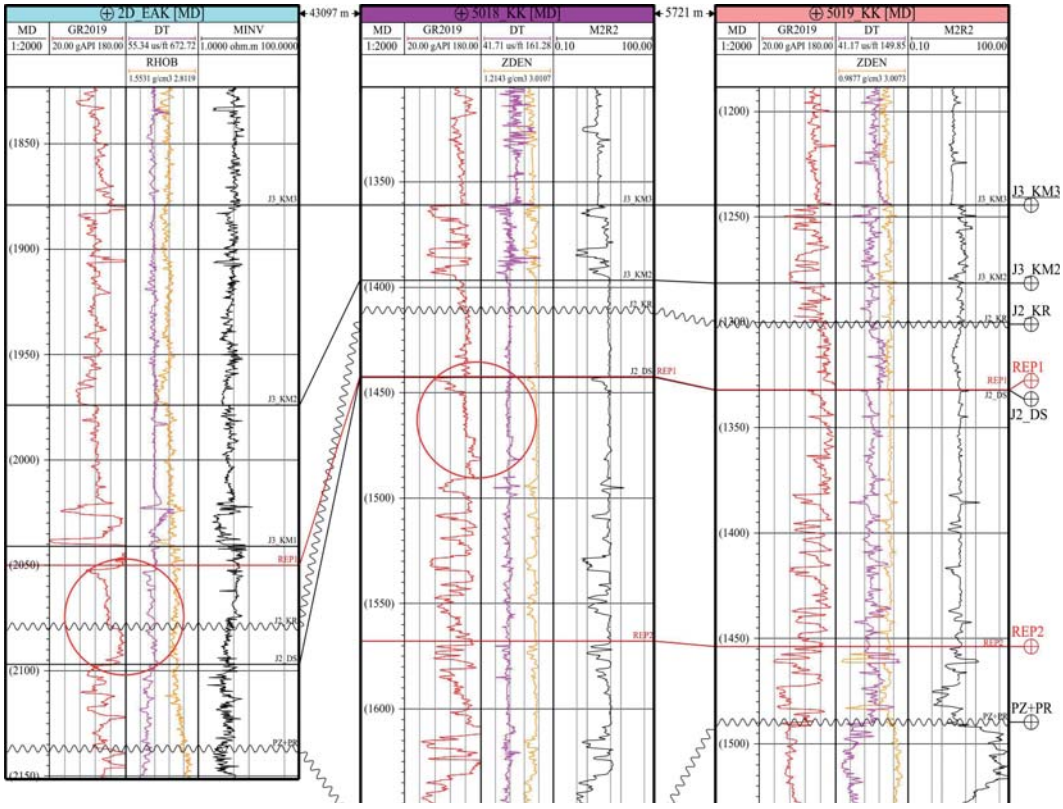


Рис. 3 - Схема корреляции по линии скважин 2 Восточный Акшабулак - 5018 Кумколь-5019 Кумколь

Сопоставляя разрезы скважин месторождения Северный Нуралы (наиболее близко расположенному к месторождению Кумколь) (рис. 4) отмечается логичное соответствие каротажных характеристик в большей части отложений разреза.

Отсутствие отложений нижнекумкольской подсвиты на месторождении Кумколь при сопоставлении каротажных характеристик подтверждается. Однако, как видно из рисунка 5, кровля дощанской свиты прослеживается по-разному.

Для уточнения по разрезу прослежены 2 репера (рисунок 5). Репер 2 соответствует кровле дощанской свиты на месторождении Северный Нуралы и кровле продуктивного горизонта Б. На месторождении Кумколь Репер 2 соответствует кровле продуктивного горизонта Ю-IV-1-2.

На основании сопоставления с разрезами скважин месторождения Северный Нуралы, в работе по Пересчету запасов 2018 г. кровля дощанской свиты на месторождении Кумколь прослежена ниже, согласно принятой на месторождении Северный Нуралы. Продуктивным горизонтам дощанской свиты были присвоены номенклатурные индексы Ю-V.

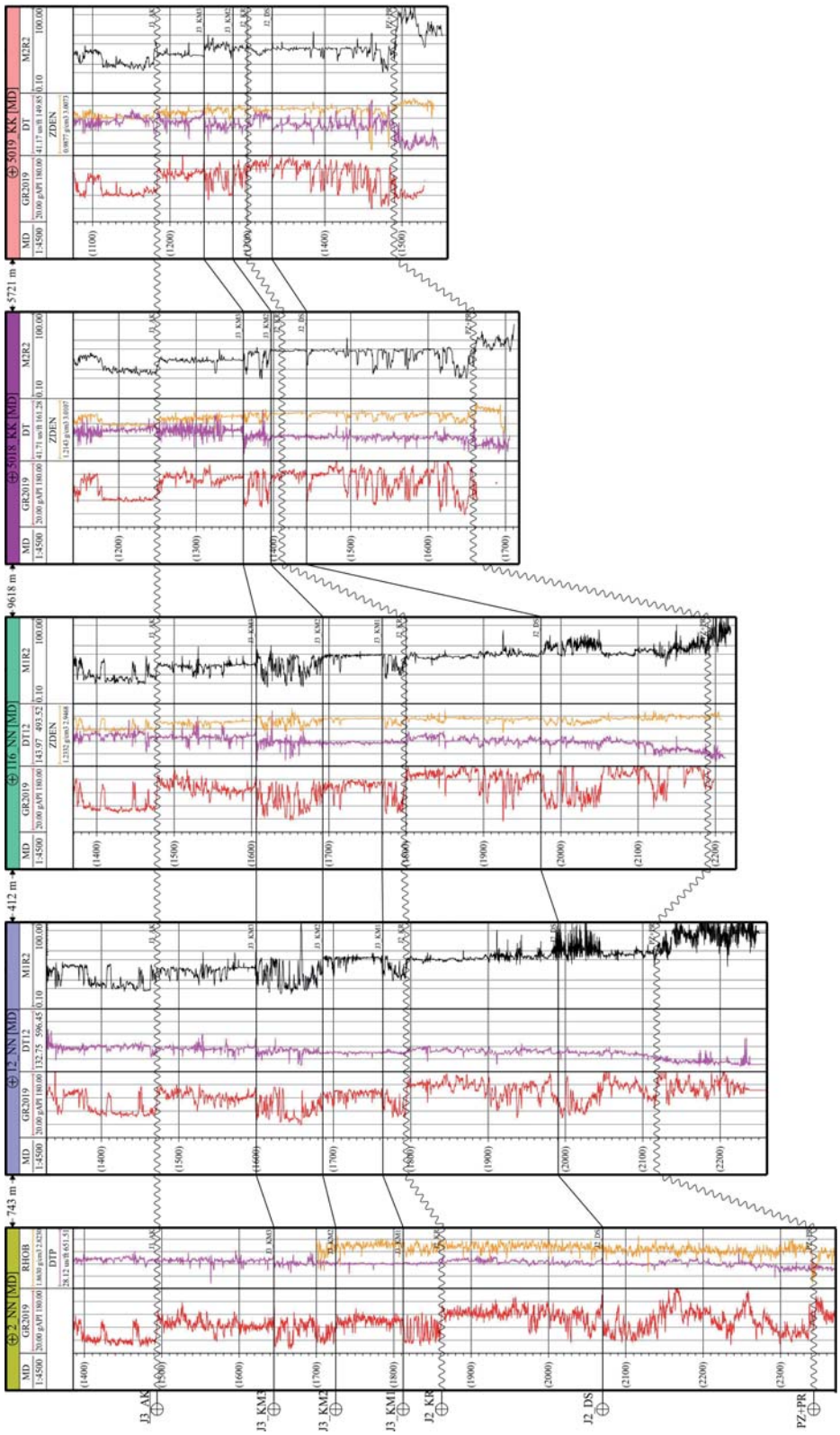


Рис. 4 - Схема корреляции по линии скважин 2 Северный Нуралы -12 Северный Нуралы -116 Северный Нуралы - 5018 Кумколь-5019 Кумколь

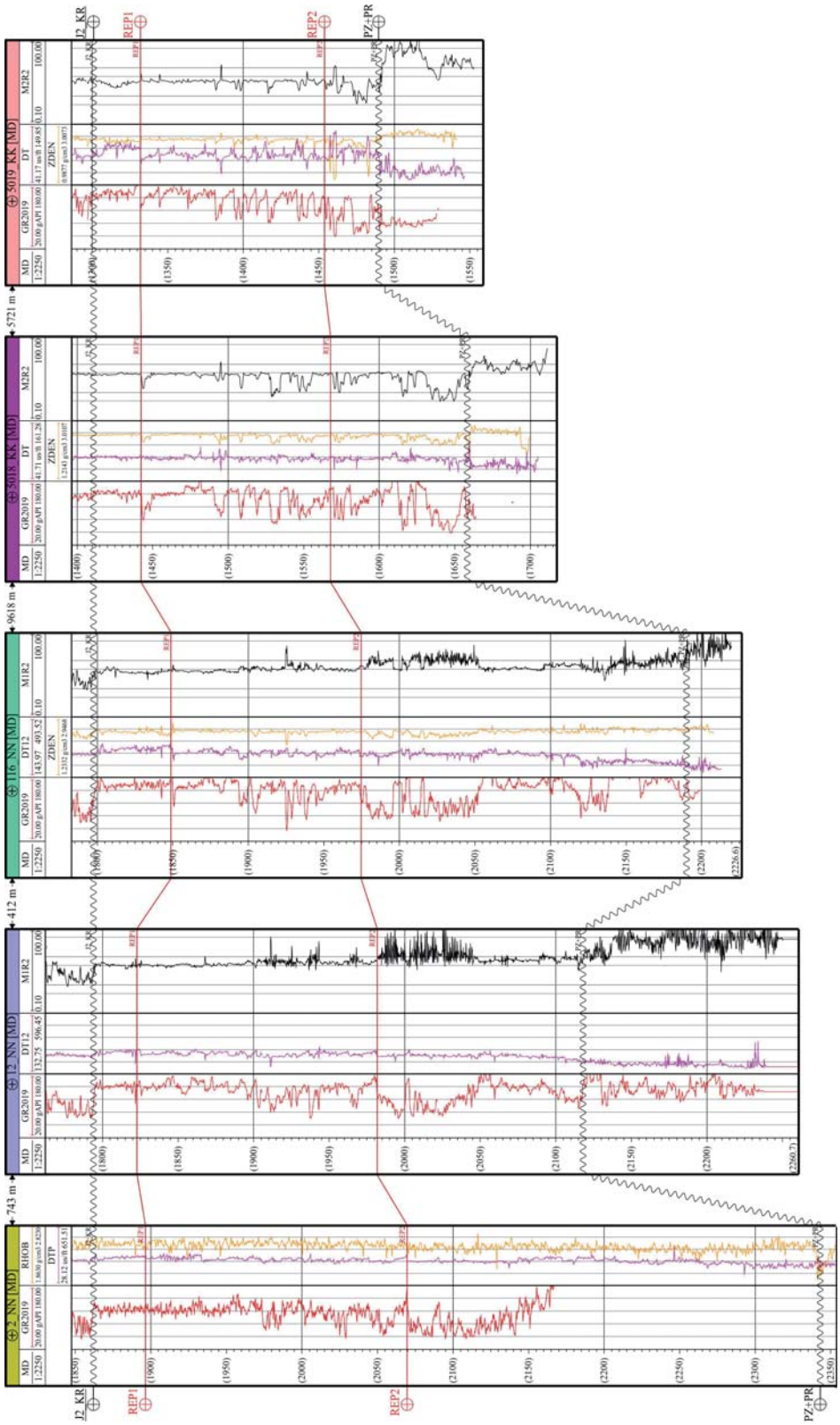


Рис. 5 - Схема корреляции по линии скважин 2 Северный Нуралы -12 Северный Нуралы -116 Северный Нуралы - 5018 Кумколь-5019 Кумколь

Перспективность нижне-среднеюрских отложений в районе уже подтверждена установленными залежами углеводородов, однако большая часть установленных залежей требует доразведки. Разведочные работы необходимо продолжить и на перспективные структуры. К примеру, на месторождении Арыскум недропользователем планируется бурение скважины глубиной 3200 м с забоем в нижне-среднеюрских отложениях с целью изучения отложений и выявления залежи углеводородов.

Для более чем 30 лет разведки Арыскумского прогиба и существующего количества открытых месторождений накопленный материал по палинологическим исследованиям, нижне-среднеюрских отложений в частности, довольно мал, а текущая ситуация обеспечивает значительный интерес к разведке нижне-среднеюрских отложений в частности. Необходимо дополнять имеющуюся базу, проводить не только исследования по определению возраста, но и измерять количественное перераспределение среди видов и родов юрской флоры по разрезу. Необходимо продолжить разведочное бурение в районе, обобщить имеющиеся данные изучений керна с сейсмическими и каротажными данными в скважинах, для получения достоверного геологического строения и стратиграфического расчленения в целом по району.

Список использованной литературы

1. Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь по состоянию изученности на 02.01.2018 г. Отчёт о НИР АО «НИПИнефтегаз». – Алматы. - 2018 .

2. Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Арыскум по состоянию на 02.01.2017 г. Отчёт о НИР АО «НИПИнефтегаз» . – Актау. - 2017 .

3. Характеристика руководящих палинокомлексов юрских отложений Южно-Тургайского нефтегазоносного регион // Дильмухамедова Н.Р., Нигматова С.А., Петрова Т.А. и др. - 2016 .

4. Месторождения нефти и газа Казахстана». Справочник – Алматы. - 2016 . - 609 с.

5. Прирост запасов нефти и растворенного газа Юго-Восточной части месторождения Кумколь по состоянию изученности на 02.01.2016 г. Отчёт о НИР ТОО «НПЦ ТУРАН ГЕО». - Шымкент, - 2016 .

6. Оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья Республики Казахстан (нефть, газ, конденсат). Отчёт о НИР ТОО «ГЭК». – Алматы. - 2003.

УДК 001.89:553.98.041

Гамидов В.Г. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Механизмы формирования залежей УВ, приуроченных к эрозионным выступам фундамента

Механизмы формирования пустотного пространства остаются дискуссионными, а представления о процессах генерации и аккумуляции УВ противоречивы. Между тем, в настоящее время, с помощью 3D сейсморазведки, замеров аномалий магнитного поля, геологического и гидродинамического моделирования, дают новые возможности при прогнозировании и картировании подобных объектов [1]. Современные средства и методы анализа изучения минеральной и органической составляющих геологической среды также достаточно информативны и позволяют по-новому выявлять закономерности нефтегазонакопления в ловушках подобного типа. Ловушки, приуроченные к эрозионным выступам фундамента, найдены во многих нефтегазоносных осадочных бассейнах мира. Наиболее крупные открытые залежи УВ в фундаменте характеризуются большими разведанными запасами - до 500-600 млн. т. (кат. С1 + С2), высокими дебитами нефти (до 2 тыс. т/сут), значительной накопленной добычей (на ряде месторождений она достигла 60-160 млн т нефти), огромной пластовой энергией, позволяющей вести добычу нефти продолжительное время в фонтанном режиме (на месторождении Белый Тигр законтурное заводнение начали проводить через 7 лет после начала разработки залежи); накопленная добыча нефти в отдельных скважинах достигла 1-1,5 млн т. Залежи нефти в фундаменте разрабатываются по несколько десятков лет при длительной стабильной добыче (месторождения Ла-Пас, Крафт-Пруса, Эдисон, Зейт-Бей, Боролла, Ренью, Джатибаранг, Пси-Экс, Оймаша), а на месторождении Белый Тигр ежегодная добыча растет из года в год уже 13 лет и достигла в 2001 г. 13 млн т. Оценивая эффективность инвестиционных проектов по поискам, разведке и разработке выше перечисленных залежей нефти и газа в фундаменте, следует признать ее достаточно высокой, а сами проекты высоко рентабельными. Такие страны, как Вьетнам, Индонезия, Китай, Индия, Ливия, Египет и другие, значительную часть своего ВВП получают именно от реализации нефтяных проектов.

Фундамент Белого Тигра представляет собой крупное горстантиклинальное поднятие сложного строения размером 22х9 км. Оно состоит из трех сводов – Южного, Центрального и Северного, которые имеют, как относительно однородный (Центральный), так и сложный (Северный свод) петрологический состав. Структура разбита серией разломов субмеридиального простирания и подчиненных субширотных разломов (рисунки 1-2) [5].

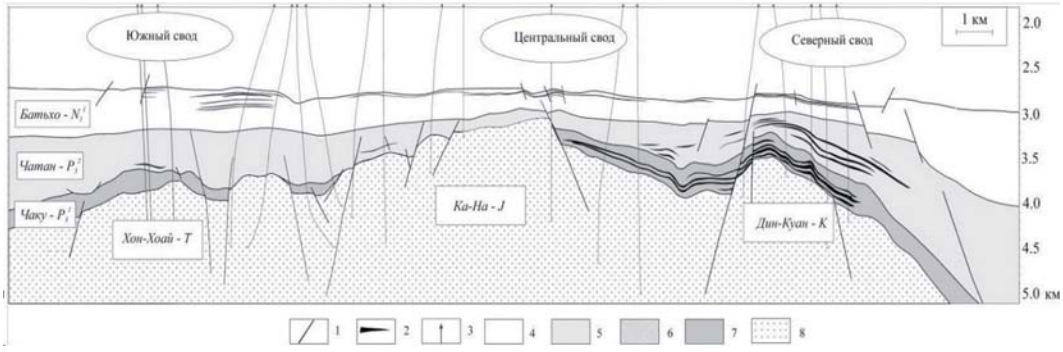


Рис.1 - Схематический продольный геологический разрез месторождения Белый Тигр: 1 – тектоническое нарушение; 2 – залежь нефти в осадочном чехле; 3 – траектория скважины; 4 – нерасчлененные отложения; 5 – отложения нижнего миоцена; 6 – отложения верхнего олигоцена; 7 – отложения нижнего олигоцена; 8 – залежь кристаллического фундамента.

В Казахстане на данный момент залежи нефти в фундаменте разрабатываются только в одном месторождении – Оймаша (рисунок 3).

Как было показано выше, в странах СНГ практика поисков залежей подобного типа почти не распространена.

Комплекс Дин-Куан, сложенный преимущественно гранитоидами, распространен в центральной части Северного свода, а комплекс Хон-Хоай (кварцевые амфибол-биотитовые монцодиориты и амфибол-биотитовые диориты) занимает восточную часть Северного свода. Комплекс Ка-На, представленный гранитами, слагает весь Центральный свод, а также фрагментами Северный и Южный.

Можно отметить также приуроченность большинства открытых залежей нефти и газа в фундаменте к погруженным выступам, разбитым разломами на блоки.

Обобщая результаты проведенной типизации открытых залежей нефти и газа и промышленных притоков УВ из фундамента, для выбора первоочередных направлений поисково-разведочных работ и оценки перспектив нефтегазоносности необходимо учитывать следующие особенности:

- наибольшими разведанными запасами обладает фундамент древних платформ;
- наилучшими геологическими условиями для формирования зон развития разуплотненных трещиноватых пород и нефтегазовых скоплений характеризуются субдукционно-обдукционный и рифтогенный геодинамические режимы;
- наилучшие фильтрационно-емкостные свойства пород, повышенные дебиты и наибольшие запасы имеют гранитоиды и коры выветривания.

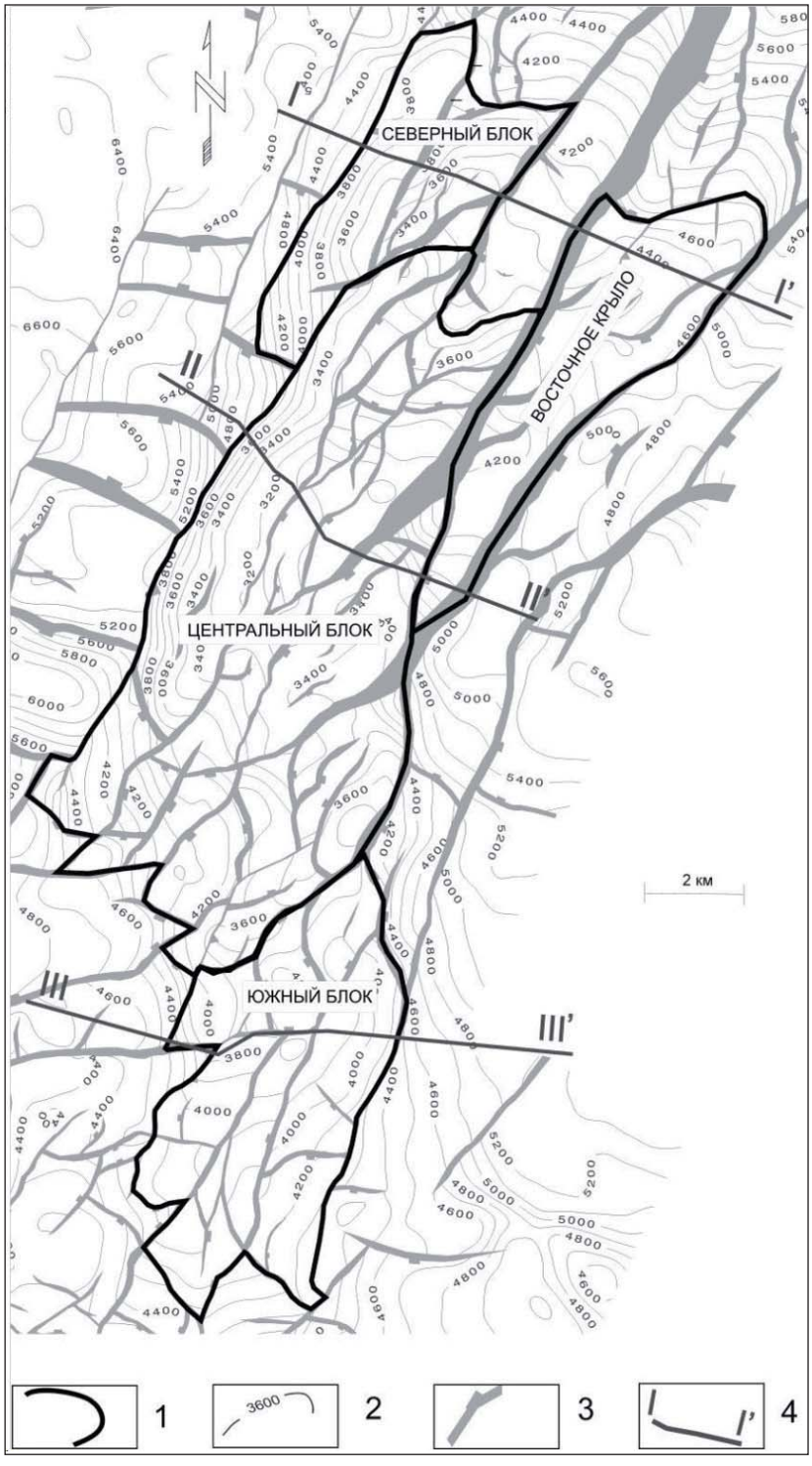


Рис. 2 - Обзорная структурная карта кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр: 1 – граница геологического блока; 2 – изогипса, м; 3 – тектоническое нарушение; 4 – линия поперечного геологического разреза

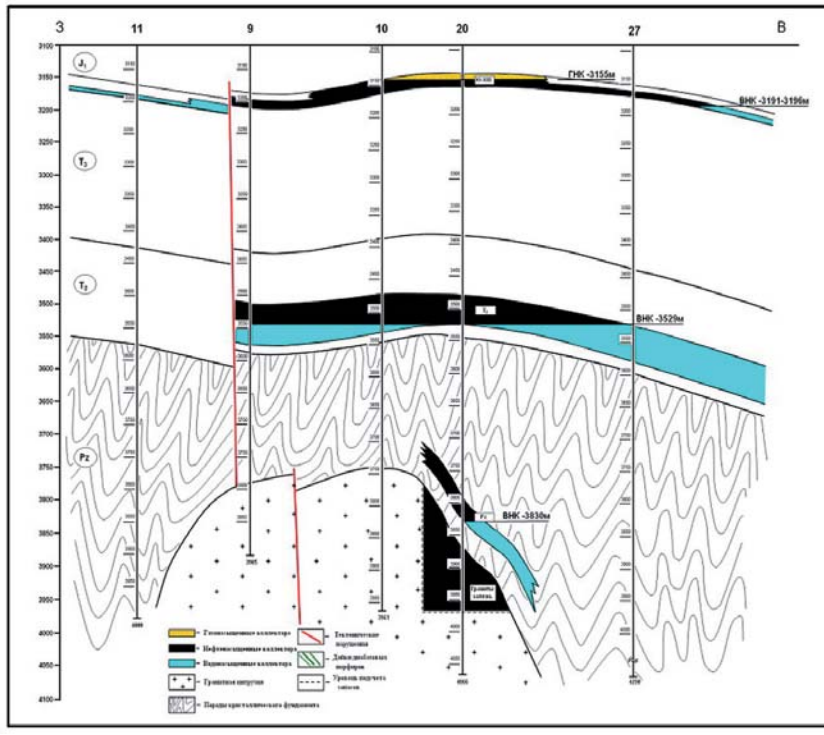


Рис. 3 - Геологический профиль по линии скважин 11-9-10-20-27

Механизмы формирования ловушек подобного типа разнообразны. Один из них – геодинамический – возникает как следствие растягивающих напряжений, вызывающих образование разрывных нарушений, расширяющихся вверх по разрезу [2]. Зоны улучшенных емкостно-фильтрационных свойств в этом случае также концентрируются в верхней части выступов, глубина проработки которой зависит от конкретных геолого-тектонических условий.

Гидродинамический механизм проявляет себя и в условиях гипергенеза – как агент физико-химической эрозии, а на больших – как транспортирующий агент растворенных и свободных УВ, действующий на больших масштабах геологического времени [3], в дальнейшем, по мере погружения, они выполняют транспортирующую роль, «доставляя» фазообособленные и растворенные УВ к боковым границам выступов.

Литологические особенности ловушек, приуроченных к эрозионным выступам фундамента, указывают на их связь с вулканогенными породами (Крым, Кавказ, Якутия, Днепровско-Донецкая впадина). В тектонически активных районах мощность продуктивной части разреза достигает несколько метров, на платформе – несколько десятков метров. Коллекторами нефти и газа являются эффузивные, вулканокластические и вулканогенно-осадочные породы. Чередование вулканического и осадочного материала – общее свойство подобных объектов. Такая картина наблюдается, в частности, и на объектах Восточной Сибири [4].

Выводы

На сегодняшний день 90% остаточных запасов нефти в Западной Сибири, по данным А. А. Арбатова (1999), характеризуются остаточными дебитами 5-20 т/сут, оставшиеся 10% -дебитами 20-50 т/сут, средний дебит нефти за 2000 год, по данным Н. П. Запивалова, составил 7 т/сут; сравним с дебитами скважин на крупнейших месторождениях нефти в фундаменте (до 1000-2000 т/сут). Мировые открытия залежей нефти и газа в фундаменте характеризуются геологическим разнообразием структурных условий и состава пород, приуроченностью к молодым и древним платформам, разным геодинамическим режимом и т.д., что облегчает нахождение в Казахстане аналогов зарубежным открытым месторождениям.

Рассмотрены механизмы формирования залежей углеводородов, приуроченных к эрозионным выступам фундамента, оценены особенности этих ловушек. Отмечено, что подобные ловушки УВ часто ассоциируются с вулканогенными породами. Поиск залежей УВ, приуроченных к выходам фундамента открывает новые перспективы развития ресурсной базы этих территорий.

Список использованной литературы

1. Новоселицкий В.М., Маргулис А.С., Чадаев М.С. Использование гравиметрической градиентной съемки для локализации плотностных неоднородностей. Геофизические работы при региональных и геолого-съемочных исследованиях на Урале: Тезисы докладов научной конференции. - Свердловск, - 1989. - с. 33–35.

2. Молодцов И.В., Мавричев В.Г., Баранов В.Н. Возможности выделения разуплотненных зон в породах кристаллического фундамента Южно-Татарского свода, перспективных на обнаружение углеводородов. -Региональная геология и металлогения. - 2016. - № 66. - с. 95–102.

3. Ходжакулиев Я.А., Абукова Л.А. Палеогидро-геологические исследования при поисках нефти и газа. - М.: Недра. - 1985. - 209 с.

4. Некоторые петрохимические и тектонические особенности формирования коллекторов в вулканитах доюрского комплекса // Кропотова Е.П., Коровнина Т.А., Бебенина Т.С. и др. - Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. - 2005. - Т. 1 - № 2. - с. 235–242.

5. Нгуен Х.Б., Исаев В.И. Продуктивность магматических коллекторов месторождения Белый Тигр. – Н-ТС Каротажник. – 2013. – № 9. – с. 64–76.

УДК 001.89:553.98.048

Каратаева А. А., Джангильдеева Д. А. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Сравнительный анализ подсчета геологических запасов углеводородного сырья ГКЗ с системой PRMS

Нефтяная отрасль Казахстана — одна из основных отраслей экономики. Развитие геологической отрасли является основополагающим фактором в экономическом развитии Республики Казахстан и оказывает большое влияние на социально-экономическое и общественно-политическое развитие страны. В реализации «Плана нации - 100 конкретных шагов по реализации пяти институциональных реформ Главы государства Нурсултана Назарбаева» 74 шаг «Повышение прозрачности и предсказуемости сферы недропользования через внедрение международной системы стандартов отчетности по запасам углеводородного сырья» имеет первостепенное значение.

Существующая система подсчета запасов в Республике Казахстан ориентируется на советскую систему; ориентирована на геологическую изученность продуктивных пластов и достижение максимального КИН;

недостаточно гибко учитывает реальную экономику проектов; адаптирована не к нуждам инвесторов, а к интересам государства; может приводить к завышению объемов экономически эффективных извлекаемых запасов; сопряжена с длительными и сложными процедурами (ГКЗ и ЦКРР).

Мировая классификация запасов и ресурсов - общепризнанная система подсчета запасов (банки, оценщики, биржи, инвесторы), разработана Обществом инженеров-нефтяников, совместно с Мировым нефтяным конгрессом и Американской ассоциацией геологов-нефтяников), учитывает коммерческие и технологические показатели, ориентирована исключительно на интересы инвестора, допускает выборочную отработку месторождения.

В условиях внедрения международной системы подсчета запасов по PRMS, Казахстану необходимо обеспечить выполнение функций государства в области контроля рациональной разработки недр, ведения баланса извлекаемых запасов и геологических ресурсов. Именно переход на международную систему учета полезных ископаемых и позволит решить эту проблему. Доступ к геологической информации станет свободным.

В рамках реализации 74 шага «Плана Нации – 100 конкретных шагов» Казахстан стал 10-м членом Комитета по международным стандартам отчетности о минеральных запасах CRIRSCO. В настоящее время проводятся курсы по обучению казахстанских специалистов по составлению и аудированию геологической отчетности по ресурсам и запасам в соответствии со стандартами CRIRSCO

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли применяются различные классификации подсчета запасов и ресурсов углеводородного сырья. Одни имеют свои преимущества, другие - недостатки. Это дает возможность

сопоставления полученных результатов совершенно разных методик подхода к оценке запасов и ресурсов углеводородов, рассмотреть особенности подсчета запасов углеводородов разными методами и изучение возможности и целесообразности применения вероятностного метода при аудите запасов. Запасы нефти могут быть подсчитаны объемным методом на основе геологической модели залежи, построенной с применением программного комплекса IRAP RMS.

Объемный метод подсчета запасов

$$НГЗ = F\, h_н K_п K_н \theta\, \rho$$

F – горизонтальная проекция площади залежей;

$h_н$ – вертикальная нефте (газо)насыщенная толщина пласта;

$K_п$ – коэффициент открытой пористости;

$K_н$ – коэффициент нефтенасыщенности;

θ – коэффициент учитывающий усадку нефти;

ρ – плотность нефти при стандартных условиях

Подсчет газа $НГЗ = F_{hг} K_п K_г PT$

произведение барического и термического коэффициентов PT используется для приведения объема свободного газа, содержащегося в залежи, к стандартным условиям:

$PT = [(p_о a_о – p_{ост} a_{ост})/p_{ст}][(T_о + t_{ст})/(T_о + t_{пл})]$

$p_о$ *– среднее начальное пластовое давление в залежи, МПа;*

$a_о$ *– поправка* ($a_о = 1/Z_о$)*, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов* $Z_о$ *при давлении ро;*

$p_{ост}$ *– среднее остаточное давление, устанавливающееся в залежи, когда давление на устье добывающих скважин равно стандартному,;*

$a_{ост}$ *– соответствующая рост поправка на сжимаемость реальных газов,;*

$p_{ст}$ *– давление при стандартных, условиях, равное 0,1 МПа;*

$T_о = 273К;\ t_{ст} = 20°С;\ t_{пл}$ *– средняя температура в залежи в пластовых условиях*

Запасами в Республике Казахстан называют массу нефти и конденсата (тыс.т) и объем газа (млн. $м^3$) на дату подсчета в выявленных, разведанных и разрабатываемых залежах, приведенные к стандартным

На международных биржах (в США) запасы принято измерять в объемных единицах – баррелях.

Граница между запасами и ресурсами углеводородов определяется вскрытием продуктивного пласта бурением: находящиеся в недрах углеводороды становятся запасами после проведения бурения.

Недропользователи разрабатывают месторождение на основе выданных лицензий. Как собственник недр государство ведет учет полезных ископаемых. Ведется государственный баланс запасов полезных ископаемых, который содержит сведения о количестве, качестве и степени изученности запасов месторождений каждого вида полезных ископаемых, имеющих промышленное значение, а также об их размещении, степени промышленного освоения, добыче, потерях и обеспеченности промышленности разведанными запасами.

Критериями выявления категорий ресурсов и запасов являются изученность геологического строения и нефтегазоносности территории по площади и разрезу геофизическими, геохимическими и другими видами поисково-разведочных работ, поисковым и эксплуатационным бурением, результатами испытаний скважин в открытом стволе и эксплуатационной колонне.

Принцип категоризации запасов в Казахстане - степень геологической изученности.

Стадия промышленной разработки:

- Категория А – Разбуренные, разрабатываемые запасы;
- Категория В – Разрабатываемые отдельными скважинами, разведанные, подготовленные к промышленной разработке запасы;

Стадия разведки:

- Категория С1 – Разведанные запасы залежей;
- Категория С2 – Оцененные запасы залежей.

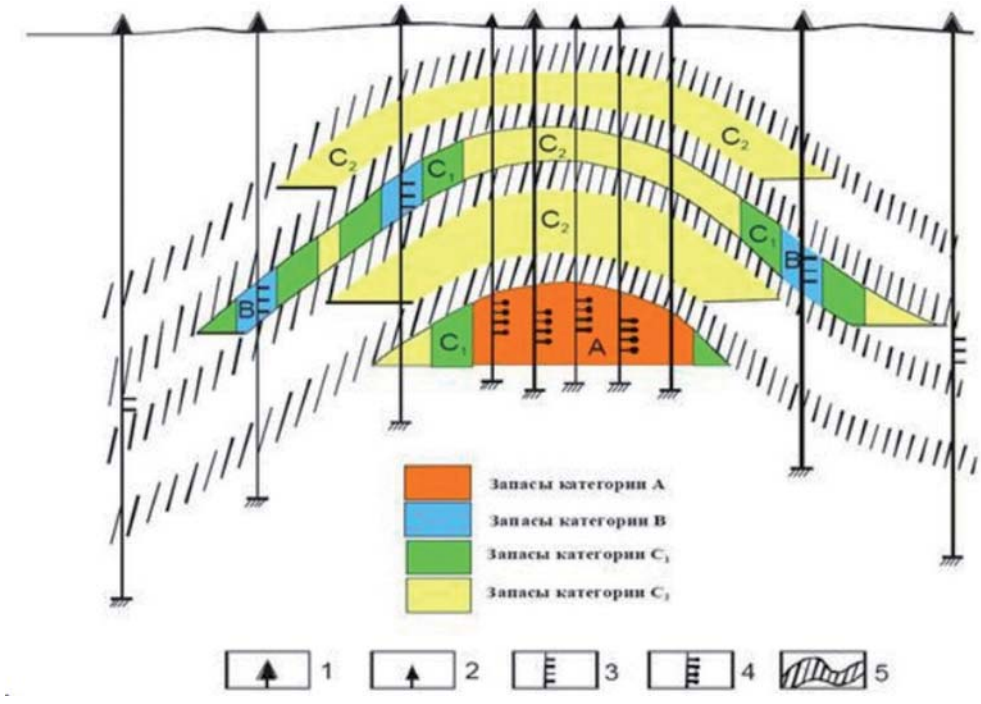


Рис. 1 – Категории запасов по системе ГКЗ

Классификация PRMS разработана в 1997 году.

Классификация SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System) разработана в 1997 году. Стандарты SPE-PRMS не только оценивают вероятность присутствия нефти в месторождении, но и учитывают экономическую эффективность извлечения этих запасов. При определении эффективности учитываются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, транспортировку, налоги, существующие цены на нефть и многие другие.

Запасы делятся на категории: доказанные (P1), вероятные (P2), возможные (P3). В зависимости от оценки шансов их извлечения у доказанных запасов шанс быть добытыми равняется 90%, у вероятных – 50%, а у возможных – 10%.

Доказанные запасы включают в себя весь достоверно обоснованный объем нефти, который может быть извлечен из данного месторождения в будущие годы (запасы пределах зон дренирования скважин)

Стоимость P1 составляет 50-70 $/bbl

Вероятностные запасы могут включать:

- запасы, которые, как ожидается, будут доказаны обычным последовательным разбуриванием, где глубинный контроль недостаточный для классификации этих запасов как доказанных;
- запасы в пластах, которые выглядят продуктивными по данным ГИС, но для них отсутствует окончательное подтверждение, основанное на добыче;
- запасы, добыча которых планируется за счет усовершенствования существующих методов извлечения при условии экономической целесообразности

Стоимость P2 составляет 15-30 $/ bbl

Возможные запасы могут включать:

- запасы в пластах, выглядящих нефтеносными по данным керна и каротажа, но из которых можно не получить промышленных дебитов;
- запасы, связанные с проектами по интенсификации добычи с сомнительной рентабельностью

Стоимость P3 составляет 0,2-1 $/ bbl

Стандарты PRMS не только оценивают вероятность присутствия нефти в месторождении, но и учитывают экономическую эффективность извлечения этих запасов.

Стандарты SEC были разработаны американской Комиссией по рынку ценных бумаг (Securities and Exchange Commission, SEC). Они отличаются по ряду параметров от классификации SPE-PRMS. Основными критериями, по которым оцениваются месторождения, являются достоверность существования запасов и срок действия лицензии на разработку месторождения.

В отличии от классификации SPE-PRMS, классификация SEC не рассматривает категории вероятных и возможных запасов, а также ресурсы. Учитываются только доказанные запасы. Согласно стандартам SEC, нефтяные залежи не могут классифицироваться как запасы, если их извлечение планируется после окончания действия лицензии.

При определении эффективности учитываются такие факторы, как затраты на разведку и бурение, транспортировку, налоги, существующие цены на нефть и многие другие.

Запасы делятся на категории: доказанные (P1), вероятные (P2), возможные (P3).В зависимости от оценки шансов их извлечения у доказанных запасов шанс быть добытыми равняется 90%, у вероятных – 50%, а у возможных – 10%.

Запасы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по степени изученности подразделяются на доказанные - категории А, В, С1 и предварительно оцененные (неразведанные) - категория С2. В доказанных выделяются разрабатываемые (категории А и В) и разведанные (категория С1) запасы. Ресурсы нефти, газа и конденсата по степени их обоснованности и приуроченности подразделяются на перспективные - категории С3 и прогнозные - категории D0, D1 и D2.

Месторождения нефти, газа и конденсата по величине извлекаемых запасов подразделяются на:

гигантские - более 300 млн.т. или млрд. куб. м.
крупнейшие - 100,1-300 -"-
крупные - 30,1-100 -"-
средние - 10,1-30 -"-
малые - 3,1-10 -"-
мелкие - 1-3 -"-
очень мелкие - до 1

Рис. 2 – Категории запасов по международной системе SPE-PRMS

Доказанные запасы включают в себя весь достоверно обоснованные объем нефти, который может быть извлечен из данного месторождения в будущие годы.

Вероятные запасы могут включать:

- запасы, которые, как ожидается, будут доказаны обычным последовательным разбуриванием, где глубинный контроль недостаточный для классификации этих запасов как доказанных;
- запасы в пластах, которые выглядят продуктивными по данным ГИС, но для них отсутствует окончательное подтверждение, основанное на добыче;
- запасы, добыча которых планируется за счет усовершенствования существующих методов извлечения при условии экономической целесообразности.

Возможные запасы могут включать:

- запасы в пластах, выглядящих нефтеносными по данным кернам и каротажа, но из которых можно не получить промышленных дебитов;
- запасы, связанные с проектами по интенсификации добычи с сомнительной рентабельностью.

Геолого-экономическая оценка запасов углеводородов по международным стандартам:

Ценность компании состоит не в физическом объеме средств, которые она имеет, а в денежном эквиваленте.

Нефтяная компания добывает, перерабатывает, реализует нефть и газ, соответственно ее основными активами являются запасы нефти, они должны оцениваться по единой линейке ценностей – общепринятым мировым стандартам.

Актив – запасы которые выгодно извлекать при существующих технико – экономических условиях, эти запасы рассматриваются на мировых фондовых биржах – рентабельные запасы.

Пассив – запасы которые при существующих технико – экономических условиях становятся не рентабельные, эти запасы переводят в резерв и называют ресурсами.

Минерально-сырьевой комплекс республики получает постоянную поддержку за счет увеличения объемов геологоразведочных работ. Причем международные рынки капитала являются одним из главных источников финансирования таких работ. Для определения перспективных направлений для инвестиций в геологоразведку и просчета возможных рисков инвесторы используют независимый аудит публичной отчетности о запасах, выполненной организациями, входящими в международный реестр. В связи с чем особую актуальность приобретает вопрос создания казахстанской системы отчетности о запасах по международным стандартам.

Выводы:

Если говорить о сравнении методических подходов оценки запасов УВ по казахстанскому и международному стандартам, то по казахстанской классификации в финансовой отчетности и в стратегическом планировании

используются все запасы стоящие на балансе, а по международным стандартам только рентабельные.

Также по казахстанской классификации величина запасов стоящих на балансе постоянная, по международным стандартам пересматривается ежегодно.

В связи данными выводами мы склоняемся к тому, что оценка запасов по международному стандарту более актуальна в нашем времени.

Список использованной литературы

1. Курс лекции «Проблемы нефтегазовой отрасли». Аудит запасов нефти и газа, профессор доктор г.-м. наук С.В.Галкин
2. Информационно-аналитический журнал «KAZENERGY». - №2(75) апрель. - 2016.
3. Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS, Хисамов Р.С., Сафаров А.Ф., Калимуллин А.М., Дрягалкина А.А.. - 2018.

УДК 001.89:622.276.1/.4:552.54(574.1)

Демеева М.С. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Особенности формирования карбонатных коллекторов на месторождении Чинаревское

В Прикаспийской впадине установлен ряд гигантских и супергигантских месторождений, большинство которых приурочно к бортовым частям впадины, одним из которых является месторождение Чинаревское.

Изучение геологического строения и нефтегазоносности Чинаревского выступа фундамента началось в конце прошлого столетия.

Осадочный чехол месторождения состоит из подсолевого, соленосного и надсолевого мегакомплексов отложений. Подсолевая часть осадочного чехла расчленяется на литолого-стратиграфические комплексы (снизу вверх): преимущественно терригенный нижнедевонский, карбонатный эйфельский, терригенный (терригенно-карбонатный) живетско-нижнефранский, карбонатный верхнефранско-турнейский, терригенный (терригенно-карбонатный) косьвинско-бобриковский, карбонатный визейско-нижнебашкирский, терригенный верхнебашкирско-нижнемосковский, карбонатный московско-артинский (1).

В тектоническом плане Чинаревское месторождение расположено в пределах Северной бортовой части Прикаспийской впадины и приурочено к северному склону одноименного выступа фундамента (3). Северная бортовая часть разделяется на три зоны: внешнюю и внутреннюю прибортовые и разделяющую их бортовую. Строение внешней прибортовой зоны, к которой приурочено рассматриваемое месторождение, характеризуется пологим платформенным моноклинальным погружением на юг отложений от фаменско-турнейского возраста до московско-артинского включительно.

Чинаревское поднятие занимает северную часть Федоровского блока и по фундаменту представляет собой положительную структуру, вытянутую в северо-восточном направлении. Разломы, преимущественно взбросового типа, различного ранга играют важную роль в строении консолидированного фундамента. Возраст большинства разломов позднедевонский, что подтверждается особенностями распределения мощностей в нижней части разреза. По данным сейсморазведки, часть дизъюнктивных нарушений прослеживаются до поверхности подсолевых отложений.

На территории месторождения установлена продуктивность отложений от нижней перми до эйфельского яруса среднего девона. Продуктивные отложения характеризуется повышенными глубинами залегания (до 5 км), а залежи - различным литологическим составом коллекторов, как терригенным, так и карбонатным, с невысокими коллекторскими свойствами и многофазовым составом (нефтяные, газоконденсатные).

В разрезе месторождения выделяются такие нефтегазоносные комплексы как карбонатный среднедевонский, терригенно-карбонатный живетско-нижнефранский, карбонатный верхнедевонско-нижнекаменноугольный, терригенный нижневизейский, карбонатный среднекаменноугольно-нижнепермский (1).

Карбонаты от среднедевонского до нижнефранского горизонта залегают между терригенными породами нижнего девона и фаменско-турнейской карбонатной толщой. Отложения несогласно залегают с размывом с вышележащим фаменским горизонтом (2).

Интервал порядка 500 м над девонским несогласием состоит примерно из однородных чистых карбонатных отложений, от фаменского яруса (верхний девон) по турнейский ярус (нижний карбон), с перекрытием последних отложениями бобриковского горизонта.

Карбонатная седиментация проходила на приподнятых участках, образовавшихся в результате тектогенеза, который проходил в франский период: тонкообломочные и более крупнообломочные отложения накапливались во впадинах, окружающих поднятия.

Колебания уровня моря и период, последовавший за ним эрозии, вызвали высокую пористость в зонах накопления отложений между регрессией и трансгрессией.

Фаза карбонатного мелководного и морского осадконакопления, структуроформирующая тектоника, выход отложений на поверхность и последующие процессы эрозии создали благоприятные условия для развития коллекторов фаменско-турнейского возраста. Породы продуктивных горизонтов в этих отложениях представлены известняками, биокластовыми, водорослевыми, стилолитизированными, неравномерно трещиноватыми (трещины закрытые, заполненные вторичными минералами и открытые, субгоризонтальные, субвертикальные, прерывистые), неравномерно пористыми, иногда кавернозными. Также, породы представлены доломитами, известковистыми доломитами с редкими включениями ангидрита. Известковистые доломиты темно-серые, крупнозернистые, низкопористые. Пустотное пространство представлено порами выщелачивания изометричной формы, каверны приурочены к трещинам, треугольной, изометричной формы, на стенках каверн крупнокристаллический кальцит, ангидрит.

В визейско-башкирских отложениях преобладают карбонатные породы. Отложения образовались на мелководном карбонатном шельфе с периодами незначительных колебаний уровня моря. Небольшие зоны с улучшенной пористостью вероятней всего возникли при выходе на поверхность. Вторичная пористость связана с обнажениями отложений в течение размыва (регрессии), вследствие чего произошло улучшение и увеличение первоначальной пористости. Отложения башкирского яруса представлены известняками органогенно-детритовыми, светло-серыми, массивными, пористыми. Породы по всему разрезу пористые, трещиноватые, стилолитизированные. Вверх по разрезу трещиноватость и стилолитизация уменьшаются.

На северном склоне Прикаспийского бассейна на отложениях визейско-башкирского возраста со стратиграфическим несогласием залегают верейские отложения. Для разрезов, расположенных в северной части района, более характерны песчаники, количество которых по мере движения на юг убывает, уступая место аргиллитам и меньше известнякам. Образование верейских отложений произошло в перерыве карбонатной седиментации и служит покрышкой для башкирских карбонатов.

Выше верейского цикла самый верхний подсолевой цикл сформировал обширные отложения карбонатов на всей территории Чинаревского блока.

Нижнепермские отложения несогласно залегают на верейских глинах снизу и в верхней части разреза представлены ангидритовым массивом филлиповского горизонта. В связи с отсутствием антиклинальных структур под подошвой соли, в карбонатных отложениях могли образовываться стратиграфические ловушки. Разрез представлен переслаиванием известняков и доломитов, с множественными трещинами. Трещины слабоизвилистые, выклинивающиеся, заполненные веществом, подобным нефтепродуктам (битумом) (1).

Для оптимального освоения месторождения необходимо иметь полное представление о распространении и изменчивости коллекторских свойств глубокозалегающих отложений. Выявленные залежи на территории месторождения Чинаревское в основном установлены по традиционной методике поисковых работ, базирующихся на представлениях о решающей роли антиклинальных ловушек в локализации залежей. Проведение дополнительных и специальных исследований для выявления зон развития сложных коллекторов кавернозно-порово-трещинного типа, сформированных под влиянием тектонических, гипергенных, метасоматических и процессов выщелачивания, смогли бы внести ясность присутствия участков с высокими параметрами ФЕС. Одним из основных и решающих факторов определяющих интенсивность притока нефти и газа в скважинах является характеристика параметров ФЕС вторичных коллекторов вмещающих залежи в карбонатных палеозойских отложениях.

Учитывая опыт проведения ГРР в Казахстане и других регионах, становится совершенно очевидным, что ловушки, к которым приурочены залежи нефти и газа могут быть представлены и неструктурными формами. Структурный фактор в локализации таких залежей решающего значения не имеет.

Для решения данного вопроса после переобратботки куба МОГТ 3Д, проведены исследования с изучением атрибутов, сейсмофаций с прослеживанием и прогнозом развития коллекторов.

В качестве примера можно рассмотреть результаты сейсморазведочных работ, проведенных в пределах развития фаменского горизонта верхнего девона на месторождении.

При проведении интерпретации сейсморазведочных работ на месторождении Чинаревское, в фаменском горизонте были выделены потенциальные зоны

развития коллекторов с помощью сейсмического атрибута Max Through (рисунок 1). Коллекторы в фаменском горизонте приурочены к участкам доломитизации, известняки преимущественно плотные без выраженных коллекторских свойств. Однако закономерность формирования доломитов установлена неокончательно (4).

Промышленный приток из фаменского горизонта был получен из скважины 31 на Южном участке. В работе (4) была проведена корреляция скважин, совмещенная с межскважинным прослеживанием сейсмикой. По полученным данным улавливается связь развития суперколлекторов с приподнятыми участками, которое подтверждается при сопоставлении карты атрибутов со структурной картой горизонта. Суперколлекторы в свою очередь могли сформироваться за счет карстовых явлений, образованных в процессе растворения. На карте сейсмического атрибута (рисунок 1), коллекторы с возможным насыщением УВ выделены на Северо-Восточном и Западном участках. Однако большинство выделенных перспективных объектов не вскрыты пробуренными скважинами, либо скважины пробурены лишь в краевых частях данных участков. Учитывая расположение перспективных зон на моноклинальных склонах структуры, залежи УВ скорее всего приурочены к структурным ловушкам, экранируемые зонами замещения коллекторов.

Анализ условий осадконакопления вместе с анализом сейсмофаций и сейсмических атрибутов в разрезе алексинского и тульского горизонтов показал, что в этих отложениях можно предположить наличие зон разуплотнения, развитие трещинных коллекторов под воздействием активных тектонических процессов, что подтверждается случаем катастрофического поглощения при бурении одной из скважин на Северо-Восточном участке.

Выводы:

Кроме описанного выше специального исследования, направленного на изучение трещинных коллекторов в карбонатных отложениях фаменского яруса, на рассматриваемой территории не проводилось.

Для решения одной из основных задач по прогнозу развития коллекторов существуют различные технологии, основанные на использовании интегрированного анализа динамических параметров и скважинных данных, включая различные сейсмические атрибуты (AVO, инверсия и т.д.), сейсмофациальный анализ, седиментологический анализ, спектральную декомпозицию и др.

Комплексный подход к изучению сложнопостроенных коллекторов, использование современных геоинформационных систем, различных аналитических методов с высоким уровнем научного сопровождения геологоразведочных работ, дает возможность изучения развития и происхождения коллекторов, и получить обоснованную геологическую модель природного резервуара скоплений УВС.

Для детализации строения и оконтуривания зон развития сложных коллекторов необходимо проведение перечисленных исследований, с применением специальных технологий обработки данных.

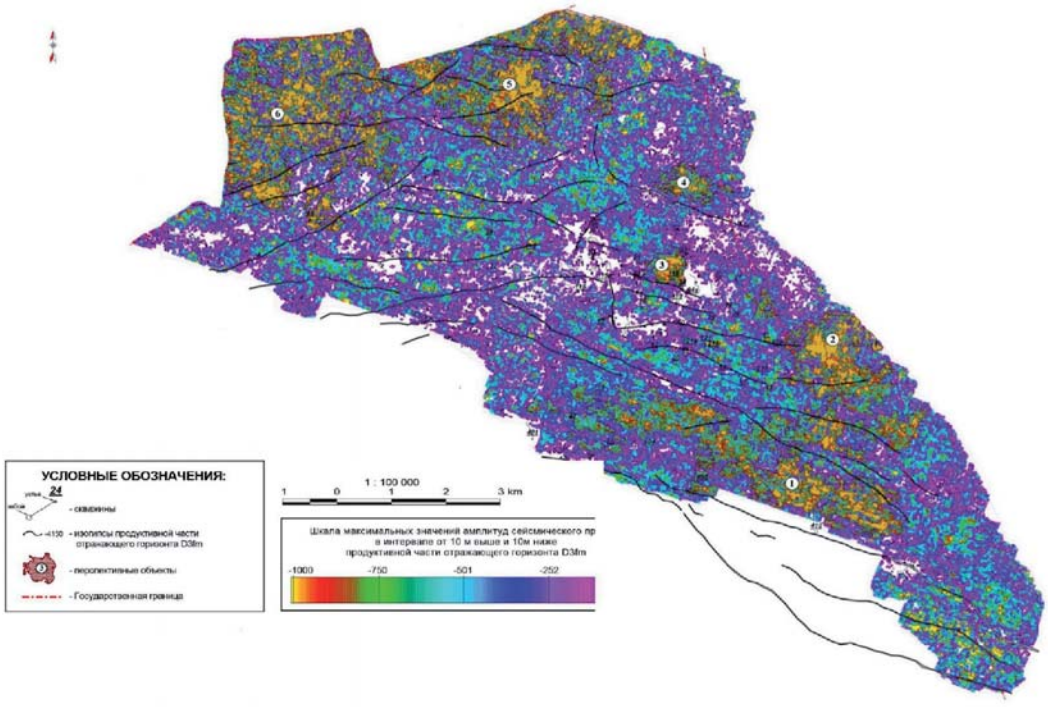


Рис. 1 – Карта атрибута Max Through фаменского горизонта с перспективными объектами (4)

Список использованной литературы

1. Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Чинаревское по состоянию на 02.01.2013 г. Отчёт о НИР АО «НИПИнефтегаз. – Актау. - 2014.

2. Горал Г., Клован Э.. Отчет о сейсморазведочных работах 3Д, проведенных на Чинаревском лицензионном блоке, - Уральск. - 2001.

3. Куандыков Б.М., Матлошинский Н.Г., Сентгиорги К. и др. Нефтегазоносность палеозойской шельфовой окраины севера Прикаспийской впадины. – Алматы. - 2011.

4. Матлошинский Н.Г., Айткалиева Н.Б. и др. Отчет о результатах переобработки и интегрированной интерпретации данных МОГТ 3Д Чинаревского месторождения, - Алматы, - 2015.

II. РАЗРАБОТКА

УДК 001.89:622.276(574.1)

Туяков Н.К.*(АО «НИПИнефтегаз)*

Обоснование снижение КИН палеозой-протерозойских отложений месторождения Кумколь

Месторождение Кумколь открыто 1984 г. Было выявлено 6 продуктивных горизонтов, в меловых отложения 2, в юрских – 4, которые выделены в 4 объекта разработки [1].

Продуктивность пород фундамента была установлена еще на разведочном этапе, но только в 2009 г. в новых пробуренных скважинах 272, 5003, 5004 были получены промышленные притоки нефти, что послужило основанием для проведения оперативного подсчета запасов нефти и газа, который был утвержден в 2012 г., где КИН из - за малой изученности был установлен на уровне 0,3 д.ед. [2].

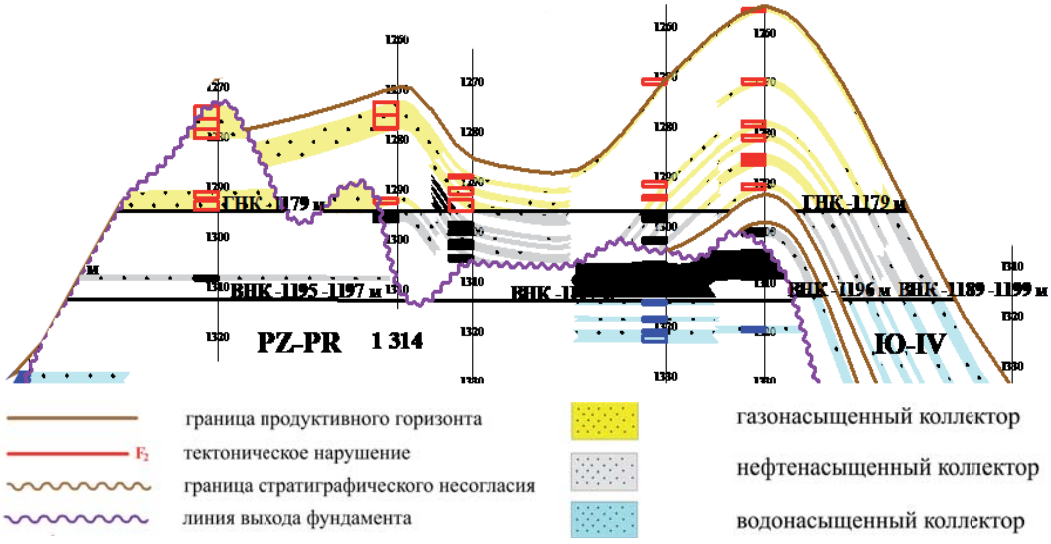


Рис. 1 – Геологический профиль горизонтов Ю-IV и PZ-PR

По состоянию на 02.01.2018 г. институтом АО «НИПИнефтегаз» был выполнен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Кумколь», согласно которому геологические запасы PZ-PR горизонта составили всего 1 % от общих запасов месторождения.

Согласно фактическим данным, на горизонте PZ-PR по состоянию на 02.01.2018 г. эксплуатировались 15 скважин (рис. 2). Из-за низких

коллекторских свойств практически все скважины введены в разработку с гидроразрывом пласта (ГРП), что также явилось причиной начальной высокой обводненности продукций. Средний начальный дебит составил 15,8 т/сут который через 6 месяцев снижался до 3,1 т/сут или на 80 %. Среднее время работы скважин составил 1 год и 5 месяцев (рисунки 3-4).

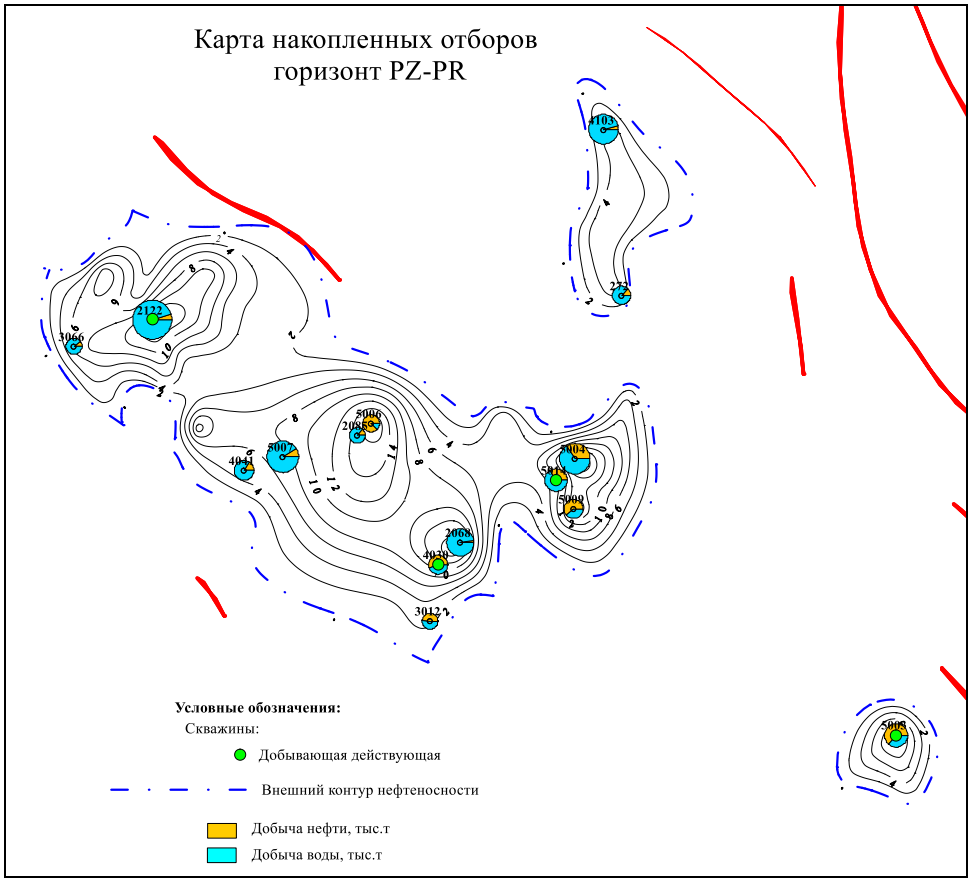


Рис. 2 - Карта накопленных отборов горизонта PZ-PR

По состоянию на 02.01.2018 г. накопленная добыча нефти горизонта составила – 41,113 тыс.т. Текущий КИН согласно обновленным запасам составил всего 0,024 д.ед.

Таблица 1 – данные IV объекта разработки

Геологические запасы, тыс.т	1735
Накопленная добыча нефти, тыс.т	41,113
Текущий КИН, д.ед.	0,024
Количество пребывавших скважин	15
Добыча на 1 скважину, тыс.т	2,741

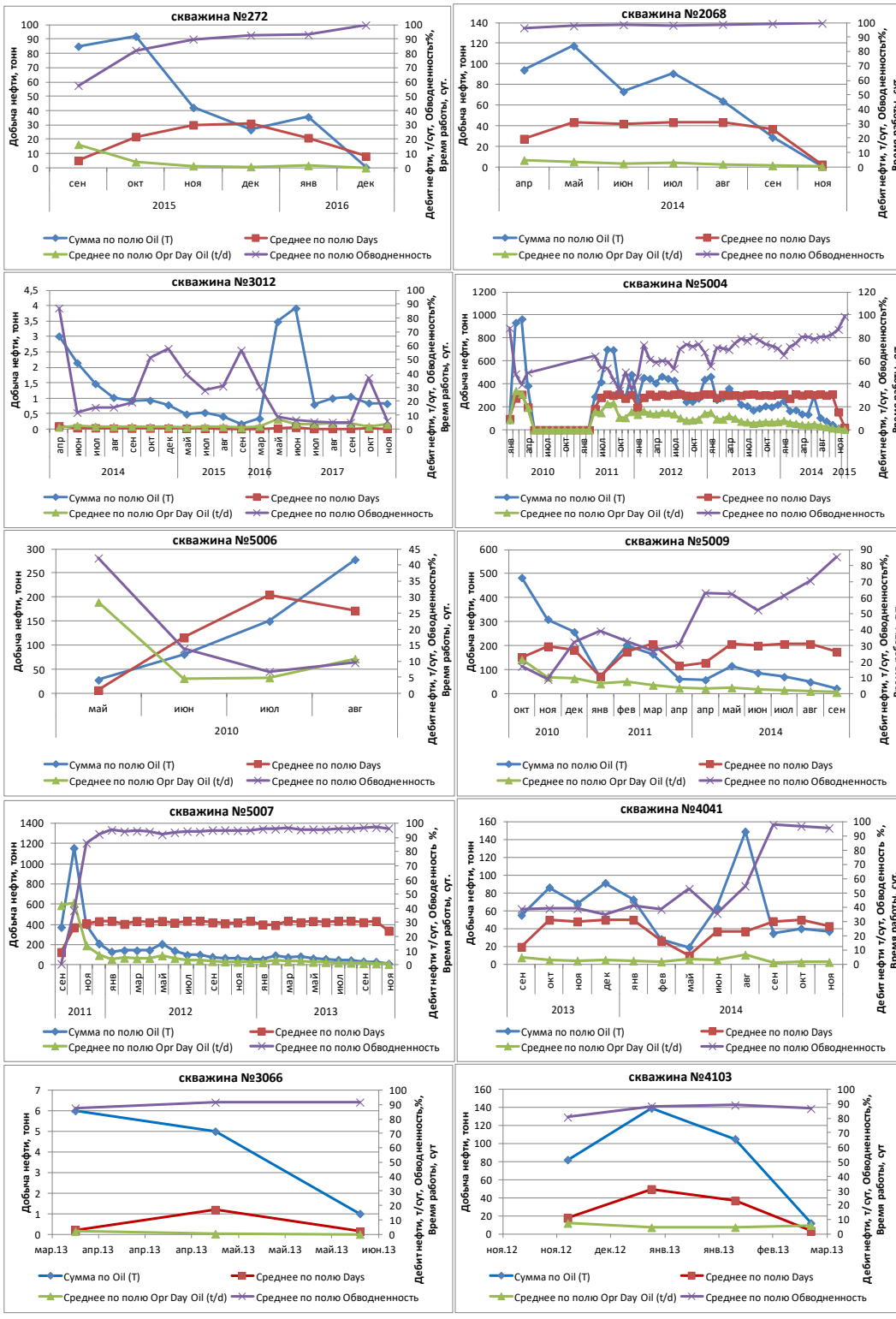


Рис.3 – графики разработки по скважинам по горизонту PZ-PR

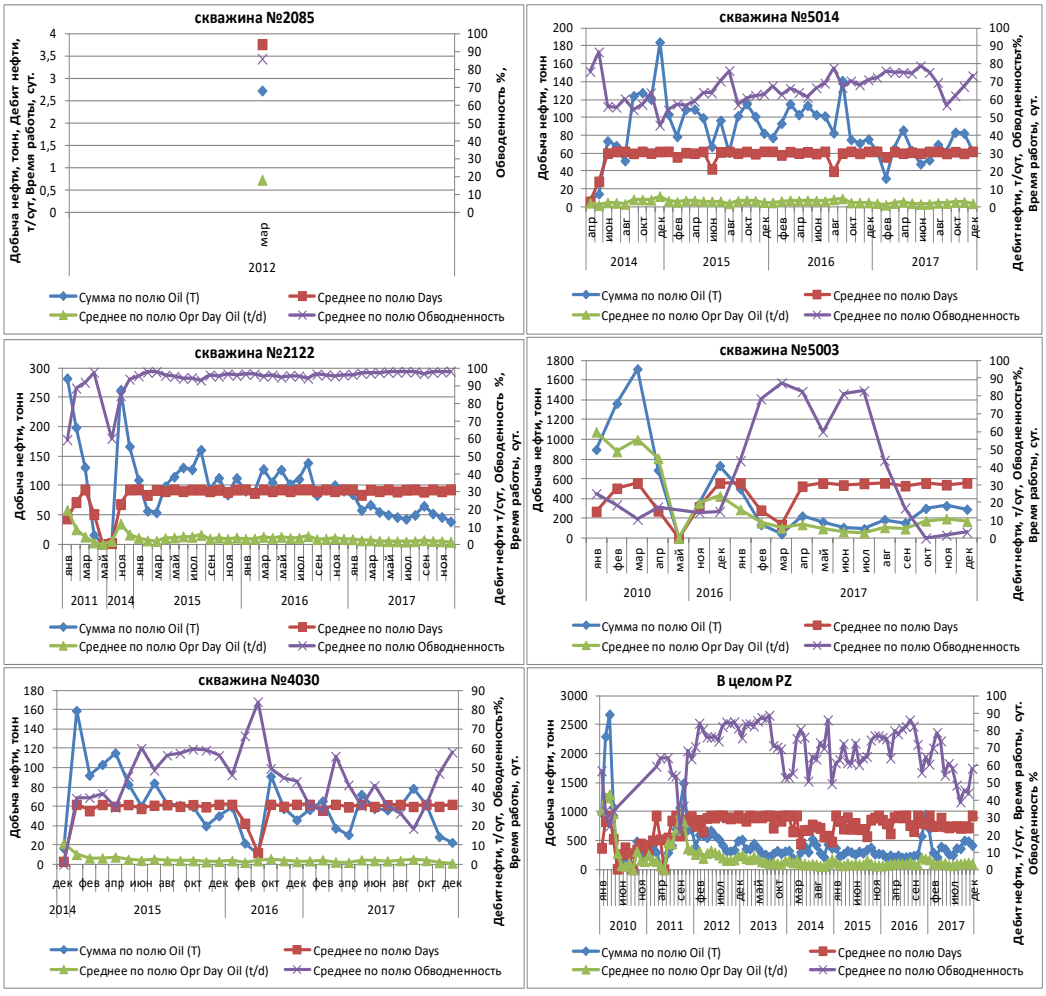


Рис.4 – графики разработки по скважинам и в целом по горизонту PZ-PR

В 2014 г. по горизонту PZ-PR был отобран керн. По нескольким образцам были выполнены лабораторные исследования, но в эксперименте не удалось закачать воду в образцы при давлении 7 МПа, что указывает на очень низкую проницаемость пород данного горизонта, которую также наблюдаем по фактическим данным разработки [3].

По данному горизонту невозможно было определить КИН по коэффициентному, статистическому, эмпирическому методам, аналогичных месторождений со схожими характеристиками также найти не удалось.

В связи, с чем был выбран **экстраполяционный** метод оценки извлекаемых запасов. В основу метода положены характеристики вытеснения [4].

Для оценки потенциального количества извлекаемых запасов нефти с учетом сохранения сложившейся системы разработки построена и проанализирована характеристика вытеснения Камбарова.

Метод основан на промыслово-статистических данных, учитывающий закономерность изменения основных технологических показателей.

По состоянию 02.01.2018 г. большинство скважин выбыло с разработки по причине отсутствия притока нефти и высокой обводненности. В эксплуатации находились всего 4 скважины (2122, 4030, 5003, 5014), по которым были построены характеристики вытеснения (рис 5).

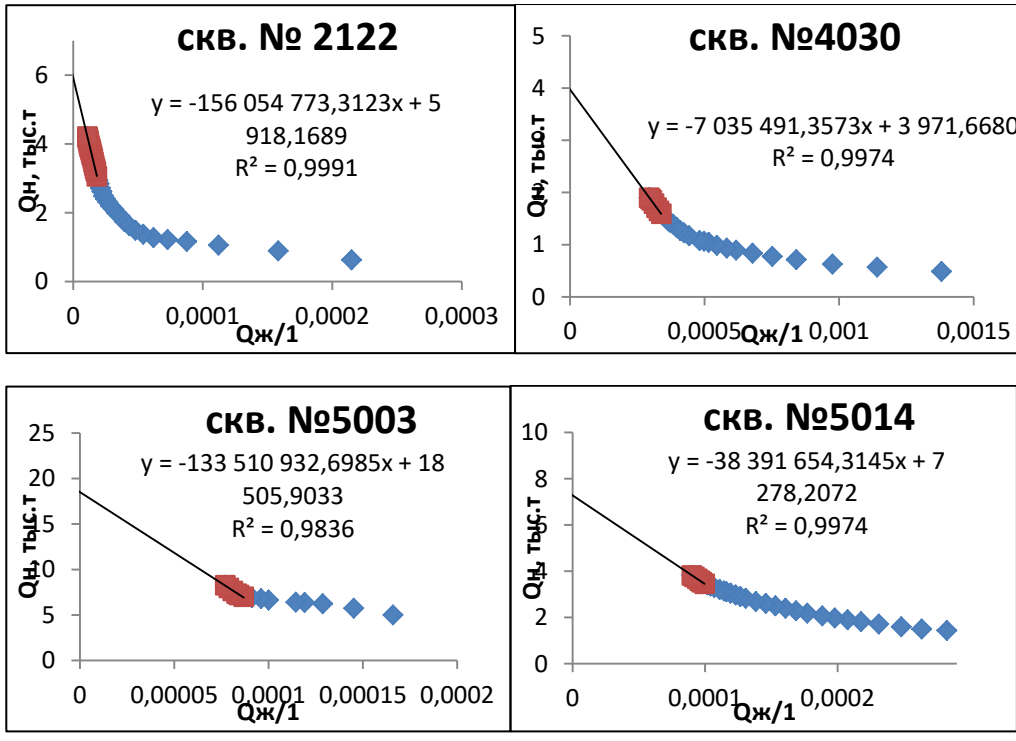


Рис. 5 – Графики характеристик вытеснения Камбарова по 4 действующим скважинам

Вовлеченные извлекаемые запасы нефти для предельного значения обводненности определены из выражения

$$Q_н = a - \sqrt{b * f - b}$$

где:

$Q_н$ – вовлеченные запасы;

a и b – коэффициенты линейной аппроксимаций;

f – предельная обводненность [5].

Таблица 2 – Вовлеченные запасы по характеристике вытеснения Камбарова

Скважины	Накопленная добыча	Вовлеченные запасы	Остаточные запасы
	тонн		
4030	1899,5	3595,9	1696,4
5003	8270,0	16870,9	8600,9
5014	3817,5	6401,9	2584,5
2122	4216,9	4669,0	452,0
Всего	18203,9	31537,7	13333,8

Как видно из таблицы 2, вовлеченные запасы по 4 скважинам составили 31,538 тонн нефти из них остаточные – 13,334 тыс.т.

В целом по горизонту геологические запасы нефти составили 1735 тыс.т, накопленная 41,1 тыс.т и остаточные вовлеченные 13,3 тыс.т (таблица 3).

Для определения КИН было выполнено простое математическое решение:

$$Q_г * \eta = Q_{из}; > \eta = \frac{Q_{из}}{Q_г}; > \eta = \frac{Q_н + Q_{воз}}{Q_г};$$

где:

η - коэффициент извлечение нефти;

$Q_г$ – геологические запасы;

$Q_{из}$ – извлекаемые запасы;

$Q_н$ – накопленная добыча;

$Q_{воз}$ – вовлеченные остаточные запасы.

Таблица 3 – рекомендуемые к утверждению запасы и КИН по PZ-PR горизонту

Геологические запасы, тыс.т	1735
Накопленная добыча, тыс.т	41,113
Вовлеченные остаточные запасы, тыс.т	13,334
Извлекаемые запасы, тыс.т	54,447
Прогнозный КИН, д.ед.	0,031

Таким образом, КИН по горизонту PZ-PR был рассчитан по экстраполяционному методу, который составил 0,031 д.ед.

Выводы

Залежи с небольшими запасами, как правило, мало изучены, что в свою очередь осложняет проектирование, расчет величины КИН и технологических показателей. В таких случаях использование экстраполяционного метода оценки извлекаемых запасов может быть одним из решений поставленных задач, так как для оценки необходимы только

промыслово-статистические данные (уровни добычи нефти и жидкости) что практически имеется на каждом месторождений.

В текущем году (2019 г.) в ГКЗ РК был защищен «Пересчет запасов нефти и газа месторождения Кумколь» где снижение КИН по горизонту PZ-PR был обоснован и утвержден на уровне 0,031 д.ед.

Список использованной литературы

1. Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Кумколь по состоянию на 01.07.2017. Отчет о НИР АО «НИПИнефтегаз». - Актау. - 2017.
2. Оперативный подсчет запасов нефти и газа палеозой-протерозойских отложений месторождения Кумколь по состоянию изученности на 01.05.2010 г. - Актау. – 2012.
3. Пересчет запасов нефти, газа и попутных компонентов месторождения Кумколь и Технико-экономическое обоснование коэффициентов извлечения нефти по состоянию на 02.01.2018 г., Отчет о НИР АО «НИПИнефтегаз». – Алматы/Актау. - 2018.
4. РД 39-0147035-214-86. - Методическое руководство по расчету коэффициентов извлечения нефти из недр. – М., 1986. - 222 с.
5. Савельев В.А., Токарев М.А., Чинаров А.С. Геолого-промысловые методы прогноза нефтеотдачи. - Ижевск. - 2008. - 90 с.

УДК 001.89: 622.276.63

Шакен М.Ш., Жиенгалиев Б.Е., Абитова А.Ж., Зейнула А.М. *(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)*

Исследование применимости кислотной обработки в конгломератных коллекторах

Кислотная стимуляция скважин получила широкое применение в нефтепромысловой практике для интенсификации добычи нефти из карбонатных и терригенных коллекторов, что обусловлено высокой эффективностью обработок, простотой исполнения и относительно низкой стоимостью работ.

Обычно для этого применяются составы на основе соляной и плавиковой кислоты (для терригенных коллекторов). Подобные обработки обеспечивают восстановление проницаемости и стимуляцию пласта за счет образования новых высокопроводящих поровых каналов, увеличивающих

охват дренирования. Для получения высокого эффекта от обработки призабойных зон пластов необходим тщательный подход к выбору композиции кислотного состава, учитывая геологические условия интересуемого пласта. Это позволяет повысить эффективность кислотной обработки и избежать отрицательных последствий, связанных с возможным образованием стойких эмульсий и нерастворимых осадков, вызывающих вторичную кольматацию призабойной зоны пласта.

Цель работы - исследование эффективности воздействия различных кислотных систем на горную породу конгломератной залежи горизонта М-II-4 для определения оптимальной кислотной композиции, на основе минералогического состава обрабатываемого интервала.

Объектом исследования является: конгломератный залежь мелового горизонта М-II-4.

Объект вступил в промышленную разработку в начале 2015 г. На рисунке 1 можно увидеть, что объект вступил в разработку сразу с обводненностью (45%) и наблюдается стремительный рост по годам. Уровень добычи нефти поддерживается исключительно бурением новых скважин. Закачка воды ведется в двух скважинах и влияние на пластовое давление не наблюдается, но наблюдается влияние на рост обводненности, что является возможным отрицательным эффектом закачки воды из-за прорыва нагнетаемой воды в добывающие скважины.

История разработки нефтяного залежа М-II-4 центрального поднятия характеризуется как крайне неблагоприятная: из 3588 тыс.т геологического запаса извлекаемым является только 1158 тыс.т нефти с утвержденным КИН – 0.325.

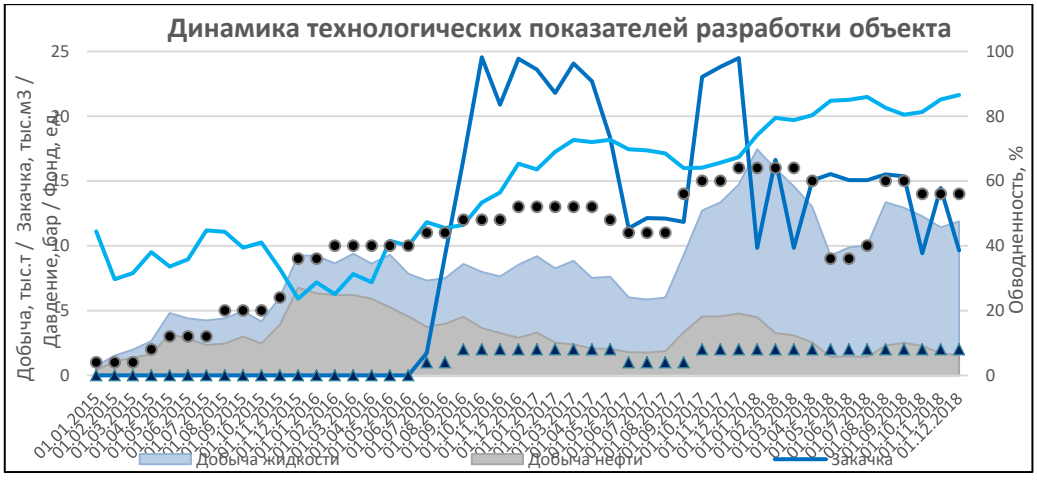


Рис. 1 - Динамика технологических показателей разработки объекта

На 01.01.2019 года накопленный отбор нефти по объекту – 157.9 тыс.т, по жидкости – 441.5 тыс.м3. Накопленная добыча газа – 202.6 млн.м3. Отбор от НИЗ – 13.1%, и текущий КИН – 0.042 д.ед. Накопленная закачка воды 484.0 тыс. м^3, и накопленная компенсация отборов жидкости составила 109.6%.

Общий пробуренный фонд объекта составляет 23 скважин, из них эксплуатировались на данном участке 18 скважин, 2 скважины пробурены как нагнетательные. На дату 01.01.2019г участок разрабатывается с 14 добывающими и 2 нагнетательными скважинами. Осуществляется приконтурное заводнение. Закачка в основном ведется в водяную зону. Влияние системы ППД на пластовое давление не наблюдается. Падение пластового давления значительное - текущее пластовое давление 94 атм при начальной 157 атм и при давлении насыщения 121 атм.

Ввиду геологических особенностей существуют сложности в понимании системы разработки объекта. Коллектор является терригенным преобладанием конгломерата, и характеризуется низкой проницаемостью (13.5 мД), легкой нефтью (0.708 г/см^3) и низкой вязкостью (0.658 сП). Тип коллектора определен как поровый.

Из-за низкой проницаемости, проппантный ГРП является ключевой технологией обеспечения притока в добывающие скважины. Во всех 14 скважинах действующего фонда были проведены мероприятия по ГРП. Однако продолжительного эффекта от ГРП не наблюдается, так как дебиты скважины после проведения мероприятия быстро падают, причиной которого возможно является ограниченная длина созданной трещины при низкой проницаемости коллектора. Увеличение тоннажа, закачиваемого проппанта не представляется возможным из-за высокого риска прорыва трещины в верхней газоконденсатной залежи.

Также, при освоении наблюдается высокая обводненность продукции скважин в восточной части залежи, причиной которого возможно является поступление пластовой воды через трещину созданную ГРП, где непроницаемый фундамент расположен намного глубже, чем подошва продуктивного горизонта.

Осложняющими проблемами разработки залежи являются не полная геологическая изученность коллектора, низкая проницаемость породы, падение пластового давления, высокая обводненность продукции скважин. На горизонте М-II-4 скважины в сводовой части центрального поднятия вскрывают газовую шапку, что может привести к прорыву газа и осложнениям при разработке объекта эксплуатации.

Проанализировав данные по ФЕС, результаты проведенных исследовании и состояние разработки, видно, что со временем освоение месторождении наблюдаются несоответствием между высокой (85 %) обводненностью продукции скважин и низким значением (0,039) текущего коэффициента нефтеизвлечения. Все это указывает на то, что вовлечь в разработку удалось только незначительные запасы нефти. Понятно, что при такой системе разработки даже достижение утвержденного КИН является крайне проблемным, порой даже не возможным. Поэтому актуальной для данного объекта является проблема интенсификации добычи нефти и повышения

нефтеотдачи пластов. В связи с этой целью данной работы является выбор и обоснование наиболее рационального метода воздействия на залежь.

Оценка возможности применения технологии КО

Отложения горизонта М-II-4 представлены алевролитами, песчаниками, гравелитами и конгломератами. Песчаники - серые, зеленовато-серые, реже коричневые, массивные, часто- косослоистые, в основном мелкозернистые и кварц-полевошпатовые, цемент - карбонатный, реже глинистый, крепкий, плотный. Алевролиты представлены тонкими прослоями- коричневые, глинистые, плотные. Гравелиты от серых до пестроцветных, в основном, мелкогалечные, обломки пород окатанные и полуокатанные, плохосортированные, кварц полевошпатового состава, на глинисто-карбонатном и глинисто-песчаном цементе, плотные и крепкие. Конгломераты состоят из обломков (до 10 см в диаметре) пород осадочного и метаморфического происхождения, пространство между которыми заполнено песчаником зеленовато-серого цвета, грубозернистым, известковистым, местами в породе наблюдаются светло-коричневые пятна. По небольшому числу исследований минерального состава породы сложены частицами кварца, калиевых полевых шпатов, плагиоклаза, цемент представлен кальцитом и глинистыми минералами (иллитом, хлоритом, реже присутствует каолинит и смешаннослойные минералы).

Результаты ранее проведенных специальных лабораторных исследовании на кернах скважин № 23, 26 и 69 по определению минералогического состава методом рентгеноструктурного анализа показывает высокое содержание карбонатных минералов в составе пород горизонта М-II-4.

Рентгеноструктурный анализ представляет собой совокупность методов исследования структуры вещества по распределению в пространстве и интенсивностям рентгеновского излучения, рассеянного на анализируемом объекте. Метод рентгеноструктурного анализа основан на регистрации сигналов вторичного рентгеновского излучения, испускаемого анализируемым образцом после его облучения первичным излучением, получаемым из рентгеновской трубки. Регистрируемое вторичное излучение является характерным для минерального состава образцов породы, а его интенсивность пропорционально концентрации определяемых минералов.

Результаты лабораторных исследовании демонстрированы ниже на рисунке 2.

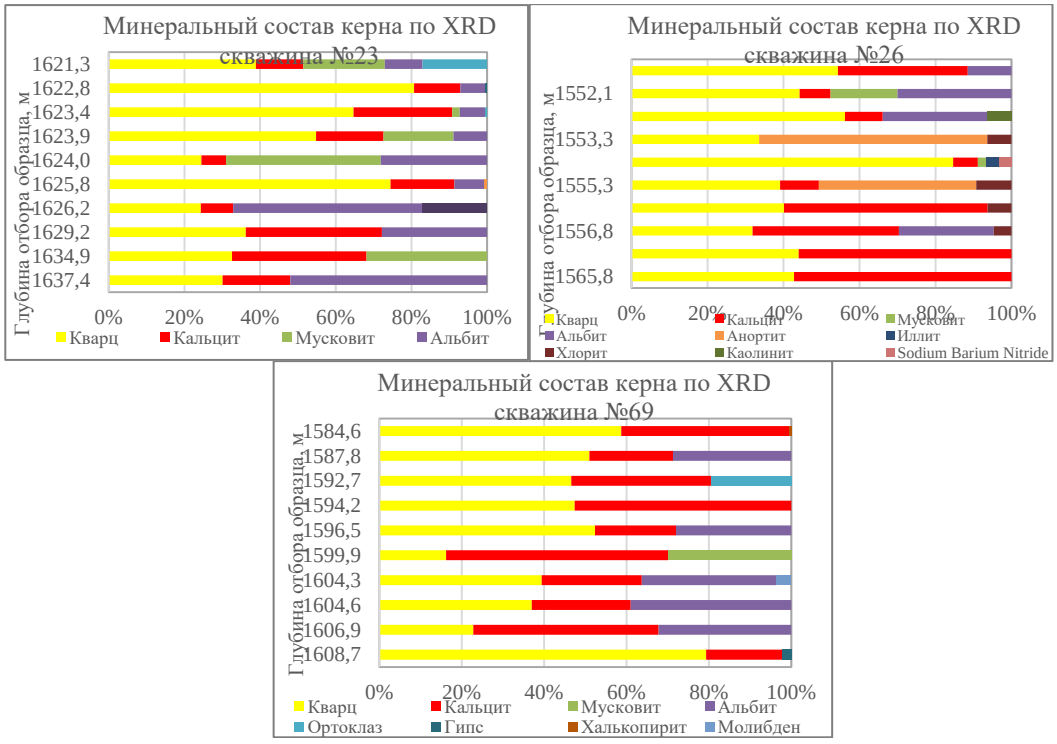


Рис. 2 - Минеральный состав керна из скважин №№ 23, 26 и 69 по глубинам

Из рисунка 2 видно, что в составе горных пород исследуемого объекта преобладают кварц, кальцит и полевые шпаты с изменениями содержания в широком диапазоне. Содержание кварца варьируется в пределах 20-85 %, тогда как содержание кальцита изменяется в диапазоне 5-60%, полевые шпаты с преобладанием альбита (5-50%). Также в составе породы встречаются мусковит (5-30%) и глинистые минералы, в основном хлорит (5-10%). Кроме этого местами встречаются гипс, халькопирит, молибден и Sodium Barium Nitride, в незначительном количестве (до 5%).

Учитывая высокое содержание карбонатных минералов в породе, а также непродолжительный эффект от гидроразрыва пласта (ГРП), ключевой технологией обеспечения притока нефти в скважину на горизонте М-II-4 центрального поднятия, было предложено в лабораторных условиях оценить растворимость горных пород в кислоте, с целью подбора оптимального состава кислотных композиции для воздействия на призабойную зону скважин.

Наибольшую сложность с позицией подбора оптимального кислотного состава и технологией процесса представляет обработка коллекторов смешанного литологического состава, в частности терригенных коллекторов с содержанием глинистых минералов более 15% и карбонатов более 3%. Известно, что глинистые минералы реагируют с компонентами кислотных систем быстрее, чем кварц и полевые шпаты, что связано с высокой

удельной поверхностью глин. Следовательно, скорость растворения глинистых минералов должна быть минимальной, так как в противном случае вся кислота израсходуется в начальный период времени в призабойной зоне пласта и не сможет глубоко проникнуть в пласт. В результате снижается эффективность обработки. Повышенное содержание карбонатов (более 3%) также способствует быстрой нейтрализации кислоты в призабойной зоне.

В связи с этой, целью данной работы является исследование эффективности воздействия различных кислотных систем на горную породу терригенного коллектора горизонта М-II-4 центрального поднятия, для определения оптимальной кислотной композиции на основе минералогического состава обрабатываемого интервала.

Для воздействия на терригенные коллектора и увеличения проницаемости призабойной зоны пласта на практике наиболее широко применяют обработку грязевой кислотой, которая представляет собой смесь хлористоводородной (соляной) и фтористоводородной (плавиковой) кислот различной концентрации. Обычно эти концентрации не превышают 12% мас. для HCl и 3% мас. для HF. Плавиковая кислота способна растворять силикатные породообразующие минералы. Однако ее особенностью является способность образовывать многочисленные продукты реакции, которые по мере нейтрализации кислоты (повышения pH) могут выпадать в качестве нерастворимых или малорастворимых осадков, кольматируя поры пласта. Применение соляной кислоты в смеси с фтористоводородной кислотой помогает поддерживать pH в нужном интервале. При высоком содержании карбонатов (3-15%) требуется предварительная промывка соляной кислотой, а при карбонатности коллектора свыше 15% использование плавиковой кислоты недопустимо.

Тем не менее, учитывая вышесказанное, с целью сравнения воздействия различных кислотных составов на исследуемой породе для лабораторных исследовании были выбраны следующие композиции кислот:

- 1% HF - 6.5% HCl/12 (с промывкой 12% HCl);
- 1% HF - 6.5% HCl;
- 1% HF - 12% HCl;
- 3% HF - 12% HCl;
- 12% HCl.

Результаты проведенных экспериментальных исследований

Результаты проведенных лабораторных исследований по анализу воздействия различных кислотных составов на образцы керна со скважин №№ 57 и 69 приведены ниже в таблицах 1-3 и на рисунках 3– 4.

Таблица 1. Результаты рентгеноструктурного анализа кернового материала

№ скв.	Глубина отбора, м	Минерал		Среднее содержание, %	Масса, г
57	1576,28	Кварц		22.5	0.45
		Карбонаты	Кальцит	36.2	0.72
		Полевые шпаты	Альбит	41.3	0.83
	1580,15	Кварц		51.0	1.02
		Карбонаты	Кальцит	38.0	0.76
		Полевые шпаты	Альбит	1.2	0.02
			Микроклин	8.3	0.17
		Глина	Накрит	1.8	0.04
	1588,87	Кварц		37.3	0.746
		Карбонаты	Кальцит	15.7	0.314
		Полевые шпаты	Альбит	23.4	0.468
			Анортоклаз	24.0	0.48
69	1593.2	Кварц		66.0	1.32
		Карбонаты	Кальцит	22.1	0.442
		Полевые шпаты	Альбит	6.0	0.12
			Микроклин	0.9	0.186
		Слюда	Мусковит	4.9	0.098
	1596.5	Кварц		39.8	0.8
		Карбонаты	Кальцит	26.8	0.54
		Полевые шпаты	Анортит	33.3	0.67
	1608.67	Кварц		16.3	0.33
		Карбонаты	Кальцит	37.2	0.74
		Полевые шпаты	Альбит	47.0	0.94

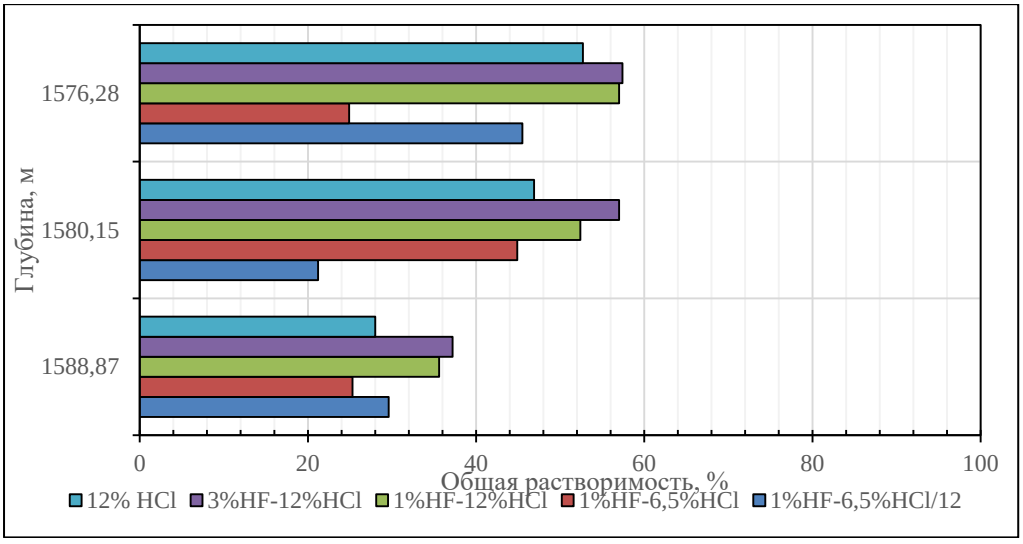


Рис. 3 - Общая растворимость образцов кернового материала скважины № 57

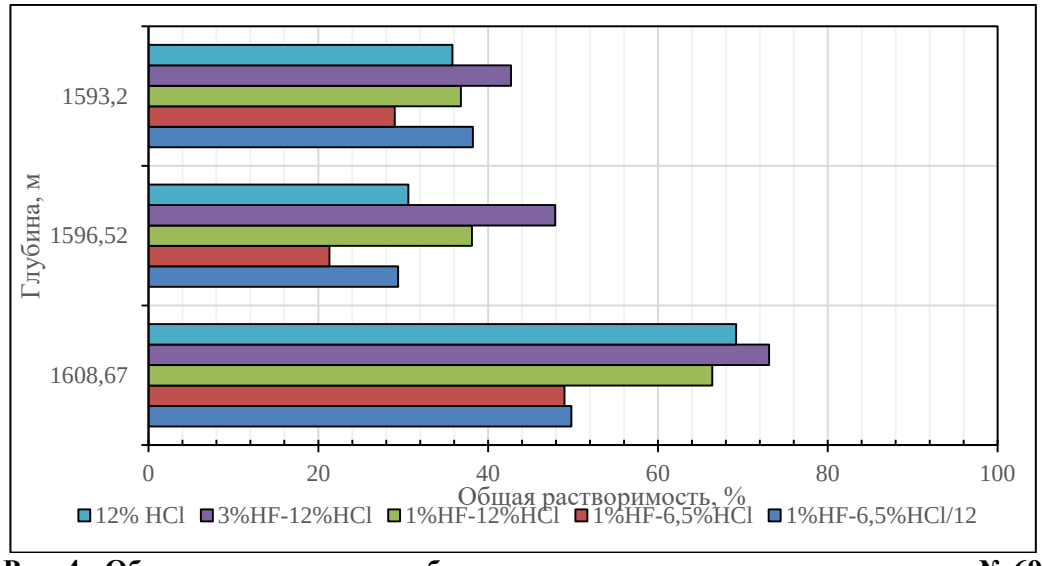


Рис. 4 - Общая растворимость образцов кернового материала скважины № 69

Таблица 2. Масса минералов до и после обработки кислотой образца со скв. № 57

Масса, г	кварц	карбонат	полевые шпаты	глина	мусковит	фторид кальция
1576.28 (до кислоты)	**0.45**	**0.72**	**0.83**			
1%HF-6,5%HCl/12	0.61		0.48			
1%HF-6,5%HCl	0.39			1.04		0.08
1%HF-12%HCl	0.86					
3%HF-12%HCl	0.27		0.59			
12% HCl	0.95					
1580.15 (до кислоты)	**1.02**	**0.76**	**0.19**	**0.04**		

1%HF-6,5%HCl/12	0.85		0.73			
1%HF-6,5%HCl	0.05		1.05			
1%HF-12%HCl	0.74		0.21			
3%HF-12%HCl	0.86					
12% HCl	0.82		0.24			
1588.87 (до кислоты)	**0.746**	**0.314**	**0.948**			
1%HF-6,5%HCl/12	1.41					
1%HF-6,5%HCl	1.40		0.09			
1%HF-12%HCl	1.11		0.18			
3%HF-12%HCl	1.26					
12% HCl	1.04		0.09	0.32		

Таблица 3. Масса минералов до и после обработки кислотой образца со скв. № 69

Масса, г	кварц	карбонат	полевые шпаты	глина	мусковит	фторид кальция
1593.2 (до кислоты)	**1.32**	**0.44**	**0.14**		**0.10**	
1%HF-6,5%HCl/12	1.00		0.24			
1%HF-6,5%HCl	0.86		0.56			
1%HF-12%HCl	0.74		0.52			
3%HF-12%HCl	0.78		0.36			
12% HCl	1.15		0.12		0.01	
1596.5 (до кислоты)	**0.80**	**0.54**	**0.67**			
1%HF-6,5%HCl/12	Недостаточно навески					
1%HF-6,5%HCl	1.40		0.17			
1%HF-12%HCl	1.02		0.22			
3%HF-12%HCl	0.89		0.16			
12% HCl	1.11		0.28			
1608.67 (до кислоты)	**0.746**	**0.314**	**0.948**			
1%HF-6,5%HCl/12	0.33	0.74	0.94			
1%HF-6,5%HCl	0.74	0.10				0.16
1%HF-12%HCl	0.37			0.14		0.1
3%HF-12%HCl	0.60				0.05	0.01
12% HCl	0.70					0.02

Анализ результатов лабораторных исследований

В результате проведенных исследований по кислотной обработке кернового материала со скважин №№ 57 и 69 можно сделать следующие выводы.

Согласно графику общей растворимости для скважины №57 наибольшая растворимость кернового материала достигается при грязекислотной обработке с 3%HF+12%HCl. Однако, растворимости минералов для интервала 1588,87 имеется процесс освобождения соединений кремнистого состава от примесей, что повлекло увеличение кварца в процентом соотношении. Это объясняется тем, что полевой шпат и кварц принадлежат к подклассу каркасных силикатов, образуя в пространстве непрерывные трехмерные каркасы. Предполагается, что данный процесс происходит под

воздействием кислоты. Следует также учитывать факт, что для этого интервала данный процесс характерен при использовании всех кислотных композиции. Наименьшее процентное содержание кварца отмечается только при использовании соляной кислоты 12%HCl, однако, при использовании данной кислоты на этом же интервале выделяется мусковит, наличие которого возможно в цементе. Следует также отметить образование фторида кальция и глины на интервале 1576,28 м. Фторид кальция образовался в результате химической реакции плавиковой кислоты и кальцитов, глина же может свидетельствовать о переходе полевых шпатов в глину, что возможно под воздействием плавиковой кислоты.

Для скважины №69 наибольшая растворимость также достигается при использовании кислотной композиции 3%HF+12%HCl. Согласно растворимости минералов, заметна разная тенденция для каждого интервала. Если на интервале 1593,2 наблюдается растворимость кварца, но увеличение процентного содержания полевых шпатов, то на остальных двух интервалах 1596,5 и 1608,67 отмечается обратная тенденция, что объясняется теорией, описанной выше для скважины №57. Кислотная композиция 1%HF+6,5%HCl для скважины № 69 обусловлена наибольшим увеличением процентного содержания полевых шпатов для интервала 1593,2 м, кварца для интервала 1596,5 м и выявлением глины для интервала 1608,67. Выявление глины также обусловлено для кислотной композиция 12 %HCl на интервале 1608,67. Кислотная композиция 1%HF+6,5%HCl с промывкой 12 %HCl обусловлена образованием высокого значения фторида кальция на интервале 1608,67, что может привести к кольматации пор. Также на данном интервале выявлено не полное растворение кальцитов, что может свидетельствовать о высоком содержание карбонатов и маленькой концентрации соляной кислоты для полного растворения. Кислотные композиции 3%HF+12%HCl и 1%HF+12%HCl имеют почти одинаковую тенденцию для всех интервалов, также данные композиции не сильно отличаются по значениям общей растворимости, но кислотная композиция 1%HF+12%HCl характеризуется выявлением мусковита для интервала 1608,67м.

Таким образом, по анализу результатов всех исследований можно сделать вывод, что самая высокая растворимость регистрирована при воздействия кислотной композиции 3% HF + 12% HCl. Тем не менее, для более точной оценки влияния той или иной композиции кислоты на конечное фильтрационное свойство породы, требуются дополнительные фильтрационные исследования на цилиндрических образцах керна, включающих в себя эксперименты по чувствительности к кислоте: изменение проницаемости и пористости после обработки кислотной композиции.

Оценка применимости КО на скважинах после ГРП

Как уже было отмечено, проппантный ГРП является ключевой технологией обеспечения притока в добывающие скважины горизонта М-II-4 центрального поднятия. Во всех 14 скважинах действующего фонда были проведены мероприятия по ГРП. Основными типами часто используемых проппантов являются керамические проппанты производства компании ФОРЭС без полимерного покрытия (ForeProp) и с покрытием (ForeRCP) размерами 20/40 и 16/30, а также керамические проппанты производства компании Nika PetroTech без полимерного покрытия (PTProp) размером 12/18.

Природные песчаные и искусственные керамические проппанты являются двумя основными типами расклинивающего агента при ГРП. Все типы проппантов, в основном, химически устойчивы и не взаимодействуют с жидкостями разрыва или пласта. Однако некоторые типы кислот или пластовые условия могут повредить целостность проппанта и отрицательно повлиять на проводимость трещины. Эти факторы должны быть учтены при планировании мероприятия, при выборе типа проппанта и композиции кислотного состава.

Химическая стабильность проппантов определяется как их составом, так и микроструктурой. Большинство керамических проппантов основаны на оксиде алюминия с использованием каолина и бокситовых глин в качестве сырья. Каждый из этих минералов имеет уникальный режим в системе Al_2O_3-SiO_2: бокситовые минералы содержат более 70 % мас. Al_2O_3, в то время как глинистые минералы содержат от 40 до 60 % мас. Al_2O_3. Пропанты, изготовленные из этих минералов, состоят из трех основных фаз: корунда, муллита и кристаллического или аморфного кремнезема. Щелочные силикатные стеклообразные фазы и различные фазы алюмината железа также могут присутствовать в пропантах на основе бокситов. Хотя все вышеупомянутые являются химически устойчивыми, они могут быть уязвимыми в некоторых отраслях, с наиболее агрессивными жидкостями - хлористоводородной (HCl - соляная) и фтористоводородной (HF - плавиковая) кислоте. Растворимость корунда и муллита в плавиковой кислоте и грязокислотном составе уже давно хорошо известен в литературе. Корунд относительно инертен как к соляной, так и к плавиковой кислоте, тогда как муллит инертен к соляной кислоте. Растворимость муллита в плавиковой кислоте ниже кристаллического SiO_2, но обычно выше, чем у корунда. Кроме того, чистота материала глиноземной керамики влияет на их устойчивость к растворению кислоты. Анализ микроструктуры в керамике показал, что HF действует на силикатные границы. Скорости растворения кремнезема и алюминия различаются в зависимости от их физической структуры.

Таким образом, кислотная устойчивость проппанта является важным свойством. Все виды керамических проппантов при производстве подвергаются испытанию на растворимость в смеси кислот по стандартам ГОСТ Р 54571-2011, API STD 19C-2018 или ISO 13503-2:2006 и ISO 13503-5:2006 в специальных лабораториях. Но такие стандарты являются общими, и не учитывают многие нюансы. Эти стандарты разработаны для лабораторных исследований в стандартных условиях (температура и давление), атмосферных условиях (давление) и не все учитывают время реагирования кислоты в пласте. В связи с этим, не мало испытаний проводились разными независимыми лабораториями как в России, так и в западных странах. Результаты испытаний были опубликованы и доступны для общего ознакомления. Во многих ранее проведенных работах были выполнены только несколько тестов для определенной цели с конкретными условиями. Некоторые исследователи выявили взаимосвязь между растворимостью и прочностью на сжатие гравийной набивки, тогда как другие заявили, что растворимость не приводит к значительной потере прочности на сжатие, в других работах исследовалась растворимость без изучения ее влияния на сопротивление к раздавливанию проппантов.

Тем не менее, самой последней статьей по дате испытания и публикации является «Взаимодействие различных кислот и керамических проппантов на основе бокситов, в скважинах с ГРП и гравийными фильтрами» (“Interactions between different acids and bauxitic-based ceramic proppants used in gravel-packed and fractured wells”) опубликованная в «Журнале нефтяной науки и инженерии» (Journal of Petroleum Science and Engineering) в 2017 году, авторами которого являются Ассем А. И. и Наср-Эл-Дин Х. А. Данная работа выделяется не только свежестью, а еще она содержит обзор многих предыдущих работ, выполненные инженерами - исследователями в разных годах, их плюсы и недоучеты. Работа была выполнена с целью оценки влияния различных кислотных композиции в разных заданных условиях на растворимость, прочность, устойчивость к раздавливанию и проводимость бокситовых проппантов.

По результатам лабораторных испытаний исследователями были выявлены:

- Соляная кислота (HCl) практически не оказывает отрицательного воздействия на образцы бокситов;
- Бокситовый пропант показал потери менее 5 % по массе при грязекислотной обработке в условиях API, что соответствует требованием API;
- При грязекислотной обработке растворимость проппанта увеличивается с увеличением концентрации кислоты и время воздействия;

- Растворимость проппанта увеличивается с отсутствием ингибитора коррозии, поскольку она покрывает проппантные зерна, замедляя их реакцию различными кислотами;
- При увеличении температуры с 121°C (250°F) до 177°C (350°F) растворимости проппанта быстро увеличивается и после истечения 3 часов изменение не значительное;
- Хотя кристаллы могут быть несколько устойчивы к кислотной коррозии, HF действует на муллит, маггемит (Fe_2O_3) и корунд (Al_2O_3), особенно на границах зерен, вызывая более высокое растворение
- Проппантные зерны теряли гладкость и имели пористую поверхность. Растворение пропантов приводило к образованию мелких частиц. Этот процесс может снизить удельную проводимость проппанта, поскольку мелкие частицы могут закупоривать упаковку и ухудшать проницаемость;
- Результаты XRD показали, что минералы практически не изменились. Исчезла лишь часть пиков муллита и маггемита, растворялось незначительное количество минералов, которые плохо кристаллизовались, что и стало основной причиной потери массы пропанта после проведения экспериментов. Установлено, что растворение муллита в плавиковой кислоте выше, чем корунд;
- При высоких температурах кремний в растворе уменьшается со временем из-за вторичных и третичных реакций. Эти реакции способствуют образованию мелких частиц, потенциально снижающие проводимость;
- Анализ показал высокую концентрацию алюминия, железа и относительно низкую концентрацию кремния и титана из-за их осаждения;
- Результаты показывают, что существует прямая связь между кислотной растворимостью и прочностью проппанта. Сопротивление к раздавливанию зависит от типа используемой кислоты и уменьшается с увеличением концентрации грязевой кислоты. По мере увеличения растворимости увеличились и раздавливание, и уплотнение проппанта.

Таким образом, из вышеизложенных можно сделать вывод, что разные грязевые кислоты оказывают различное существенное влияние на керамические проппанты зависимости от температуры и времени воздействия. По увеличению концентрации кислотного состава увеличивается растворимость, могут выпадать осадки от реакции, снижается прочность и сопротивление к раздавливанию, в связи с этим увеличивается риск потери проводимости проппантной пачки.

Поскольку испытания проппанта на чувствительность к кислоте по международным стандартам (ГОСТ, API, ISO) не учитывают все факторы, влияющие на воздействия в пластовых условиях, следует проявлять осторожность, при подборе оптимальной композиции для проведения кислотной обработки на скважинах с ГРП.

В связи с этим, предлагается считать 12% HCl + 3% HF как оптимальным составом кислотной композиции в целом для нефтяного залежа М-II-4, так как лабораторные исследования показывают наибольшую растворимость по данной композиции. Но связи с отрицательным влиянием плавиковой кислоты на прочность керамических проппантов, при планировании кислотной обработки на скважинах с ранее проведенными ГРП, предлагается исключить HF с кислотного состава. Следует учесть, что по результатам лабораторных исследований кислотная композиция с 12% HCl также показывает хороший результат, и всего немного уступает от 12% HCl + 3% HF по растворимости.

Список использованной литературы

1. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе», МГУ нефти и газа имени И.М. Губкина // Давлетов З.Р., Пахомов М.Д., Мурзатаева М.К. и др. - 2012 .

2. Облёзов А.В., Мусабиров М.Х., Подбор оптимальных кислотных композиций для стимуляции продуктивности терригенных и карбонатных пластов основных месторождений НГДУ «Бавлынефть», ПАО «Татнефть».

3. Ассем А.И., Наср-Эл-Дин Х.А., «Взаимодействие различных кислот и керамических проппантов на основе бокситов, в скважинах с ГРП и гравийными фильтрами», Журнал нефтяной науки и инженерии, 2017. (A.I. Assem, H.A. Nasr-El-Din, “Interactions between different acids and bauxitic-based ceramic proppants used in gravel-packed and fractured wells”, Journal of Petroleum Science and Engineering, 2017г);

4. Мигаль В.П., Скурихин В.В., Влияние кислотной обработки на свойства проппантов» - ООО «БКО».

5. Ченг С.К.Влияние кислоты на песка и проппанта», SPE,. - 1988. (S. K. Cheung, «Effects of acids on gravels and proppants», SPE, 1988).

УДК 001.89:622.276.5+622.276.344

Мадреимов Ж.Ж. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Сравнительный анализ расчетной методики прогнозных уровней добычи нефти и коэффициента извлечения нефти по 2-м методикам (по математическому моделированию с использованием формул В.Д. Лысенко и компьютерного трехмерного фильтрационного моделирования)

Основная цель современной разработки месторождений углеводородов направлена на наиболее полное извлечение их извлекаемых запасов при максимальной экономической рентабельности. Для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии. Одним из ключевых направлений по праву является компьютерное моделирование.

Моделирование – это процесс, при котором специалист использует модель для получения информации, на базе которой он может принять разумное решение. Моделирование не заменяет изучение объекта, но может помочь понять основные взаимосвязи происходящих в нем процессов.

В Республике Казахстан научно-исследовательские институты считают прогнозные уровни добычи по 2-м методам: «классическим математическим моделированием» и «компьютерным трехмерным фильтрационным моделированием».

«Классическое математическое моделирование» – это математическое моделирование, при котором гидродинамические расчёты осуществляются по формулам на основе Крылова А.П. и модернизированными Лысенко В.Д.

«Трехмерное фильтрационное моделирование» – конечно-разностные методы на основе сеточных моделей, под моделированием понимается реально созданная структура, воспроизводящая изучаемый объект. В основе моделей фильтрации лежат уравнения материального баланса в сочетании с уравнением движения, в частности законом Дарси.

Из двух указанных методов использование трехмерного фильтрационного моделирования нужно рассматривать как более специализированное средство, можно считать шагом вперед в области исследования физических процессов. Действительно, сегодня такой инструмент, как моделирование, используется для решения почти любой задачи инжиниринга резервуаров. Однако, моделирование является более трудоемким, дорогостоящим, требующим привлечения значительных человеческих и технических ресурсов.

Здесь хотелось бы отметить, что в западных странах и в РФ в настоящее время ни один проектно-технологический документ на разработку месторождения не выполняется без использования 3D математического моделирования.

Однако, в Казахстане практически на всех месторождениях за основу расчетной модели для прогноза показателей разработки, положена схема слоисто- и зонально-неоднородного пласта–коллектора с использованием математического моделирования (методика института «ТатНИПИнефть»).

Цель данной статьи на примере месторождения Арман (II объект разработки горизонты Ю-VII+VIII) провести сравнительный анализ по прогнозным расчетам по 2-м методикам и предлагается выводы по основным аспектам. Отводится внимание описанию особенностей

динамического моделирования, необходимости использования моделей, а не собственно деталям теории математического моделирования, которые можно при желании найти в нескольких прекрасных учебниках, посвященных моделированию пластовых систем [1–2]. Проектом предусмотрено выделение 4 эксплуатационных объектов, целенаправленно для сравнения была построена фильтрационно-динамическая модель по II объекту.

Месторождение Арман было открыто в 1979 г. по результатам бурения поисковой скважины 25 в процессе поисково-разведочных работ по месторождению Каламкас.

На II объекте разработки, разрабатывающемся с ППД, в добывающем фонде находились 10 скважин, из них работали 7 скважин со среднемесячными дебитом по нефти 4,3 т/сут и обводненностью 91 %. В нагнетательном фонде числятся 3 скважины, со среднемесячной приемистостью 645 $м^3$/сут.

Добывающие скважины на месторождении эксплуатируются электроцентробежными погружными насосами (ЭЦН).

Пластовая нефть недонасыщена газом, превышение пластового давления над давлением насыщения, характеризующее запас упругой энергии, составляет от 1,8 до 5,5 МПа. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 7,10 МПа, газосодержание – 36,8 $м^3$/т, объёмный коэффициент в среднем – 1,080 д.ед. Плотность нефти изменяется от 0,843 до 0,857 г/$см^3$, в среднем составляя 0,850 г/$см^3$, вязкость – 6,53 мПа×с.

С начала разработки из II объекта разработки извлечено 1 млн. 11,8 тыс.т, нефти, что составляет, соответственно, 82 % начальных извлекаемых запасов нефти, обводненность добываемой нефти достигла 97 %.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) по математическому моделированию (на основе формулы Крылова и модифицированного Лысенко)

Предложение и обоснование формул было дано в работах Лысенко еще в 1978-87 гг. В известной фразе Оккама гласит: «Если мы имеем два способа описания физического явления, более пригодным будет тот способ, который является более простым». Надо отдать должное Лысенко В.Д., за универсальность уравнений которые использовали на многих месторождениях. Они достаточно просты и удобны для практического применения, особенно при использовании персональных компьютеров.

Преимущества более простых уравнений и формул учитывает основные параметры продуктивных пластов по результатам ГДИС и действующей системы разработки, также учет различных видов неоднородностей, которые существенно влияют на эффективность процесса и полноту извлечение запасов нефти. Автором был предложен и введен в своих формулах

учитывать следующие основные моменты при проектировании разработки месторождения, такие как, показатель неоднородности или неравномерности в виде квадрата коэффициента вариации, расчета результирующего показателя неоднородности, учет различия физических свойств нефти и вытесняющего агента, число исследованных скважин и плотности сетки скважин.

И так, начальные извлекаемые запасы можно выразить через балансовые геологические запасы и коэффициент нефтеотдачи. Балансовые геологические запасы выражаем через площадь, толщину, пористость и нефтенасыщенность продуктивных пластов. Надо отметить, что в данной методике начальные извлекаемые запасы нефти определяются до начала расчета динамики добычи нефти.

КИН пластов представляется в виде произведения трех коэффициентов**:**

$$K_{КИН} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_з$$

Первый из трех коэффициентов $К_1$– коэффициент сетки, или коэффициент охвата дренированием нефтяной залежей при проектной сетки скважины. Так, увеличение плотности проектной сетки скважин приводит к увеличению нефтеотдачи пластов, обладающих значительной зональной неоднородностью по проницаемостью и прерывистостью.

$$К_1"=e^{-\alpha s'}$$

Где, α=W2/d2,

s' - площадь залежи, приходящаяся на одну проектную скважину;

W2 - доля неколлектора по площади объекта;

d2 - характеристический размер залежи;

$К_2$ – второй сомножитель (коэффициент вытеснения), образующий коэффициент нефтеотдачи, определяется в лабораторных условиях на образцах керна, отобранных из продуктивных пластов, при достаточно большой прокачке вытесняющего агента. Этот коэффициент показывает потенциально возможную нефтеотдачу пластов при максимальном сгущении сетки скважин и максимальной прокачке вытесняющего агента.

$К_3$ – третий сомножитель, коэффициент использования подвижных запасов нефти, учитывает неравномерность вытеснения нефти агентом в пределах эксплуатируемого скважиной объема нефтяных пластов, а также предельную допустимого максимальную долю вытесняющего агента в дебите жидкости.

$$К_3=Кзн+(Кзк-Кзн)*А$$

где,

Кзн=1/(1.2+4.2*V2)

Кзк=1/(0.95+0.25*V2)

V2-результирующая расчетная неоднородность. Находится из соотношения:

(1+V2)=(V12+1)**{1+[(0.1*2*μ*/(1+μ*))+1)*((V32+1)/(V23/4+1))1]*2/(1+m)}*(4ΔL2/S1+1)

где,

V12 - средняя послойная неоднородность;

μ* - соотношение вязкостей нефти и закачиваемого агента:

μн - вязкость нефти;

μа - вязкость вытесняющего агента;

$V^2$3 - зональная неоднородность по проницаемости;

m - соотношение добывающих и нагнетательных скважин;

ΔL - среднее отклонение забоев скважин от проектных точек;

S1 - площадь залежи, приходящаяся на одну скважину.

Формула динамики годовых отборов нефти имеет следующий вид:

$$Q = \frac{q_0}{Q_0 + \frac{1}{2} \times q_0}$$

где q_0 – амплитудный дебит залежи, млн.т/год,

Q_0 – введённые в разработку начальные извлекаемые запасы нефти на 1 пробуренную скважину, млн.т.

Амплитудный дебит залежи определяется по формуле:

$q_0 = \xi \times \tau \times \eta_0 \times n_0 \times \Delta P \times \varphi \times (1 - \varepsilon) \times 10^{-6}$

Где

ξ – коэффициент надежности,

τ – среднее число дней эксплуатации скважины в году, сут/год,

η_0 – средний коэффициент продуктивности 1 скважины, т/(сут МПа),

n_0 – общее число скважин по проектной сетке,

ΔP – депрессия, МПа,

φ – функция относительной производительности скважины, д.ед.

ε – доля уменьшения дебита скважин вследствие неоднородности прордуктивных пластов.

Исходные данные для расчета по математическому моделированию

Для расчетов по обоснованию коэффициентов извлечения нефти необходимы нефтенасыщенная толщина пласта, их проницаемость, начальный дебит скважин по нефти, величины зональной и послойной неоднородностей, данные о физико-химических свойствах пластовых

нефтей и вод и др. Проницаемость коллекторов определена расчетным путем по результатам гидродинамических исследований скважин и по лабораторным исследованиям керна. Физико-химические свойства нефти и вод определены по данным анализа пластовых проб. Начальные дебиты скважин по нефти принимаются и обосновываются по фактическим результатам работы добывающих скважин. Исходные данные для расчета технологических показателей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета КИН по математическому моделированию

Исходные данные	**Величина**
Балансовые запасы, т	**797000**
Площадь нефтеносности, S , м2	0,010
Добывающий фонд	9
Нагнетательный фонд	3
Вязкость пл нефти, мПа*с	6,530
Газосодержание нефти, м3/т	36.8
Вязкость агента (воды), мПа*с	0,830
Эффективная нефтяная толщина в ЧНЗ, м	14,9
Послойная неоднородность по проницаемости, Vп2	1.73
Зональная неоднородность по уд.прод-ти на ед. толщины пластов м/у соседними скв., Vз2	1.82
Неоднородность скважин по коэф. прод-ти, V2h	1.18
Предельная весовая обводненность, доли ед.	0,99
Средний коэффициент продуктивности, ηср, т/сут*Па	17.3
Коэффициент вытеснения нефти водой, К2	0.704
Амплитудный дебит на 1 проб. скв., тыс.т	10,73
Забойное давление добывающих скважин, МПа	9

КИН по 3D фильтрационному гидродинамическому моделированию

Цифровая фильтрационная модель месторождения это математическая модель воспроизводящая физические процессы в месторождении нефти и газа. Математическая модель представляет собой систему дифференциальных уравнений в частных производных сохранения массы, импульса и энергии. Фильтрационная модель – это модель материального баланса всей залежи.

В основе моделей фильтрации лежат уравнения материального баланса в сочетании с уравнением движения, в частности законом Дарси. Программный комплекс фильтрационной модели осуществляет решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласте с учетом межфазных явлений и фазовых превращений (рис. 1).

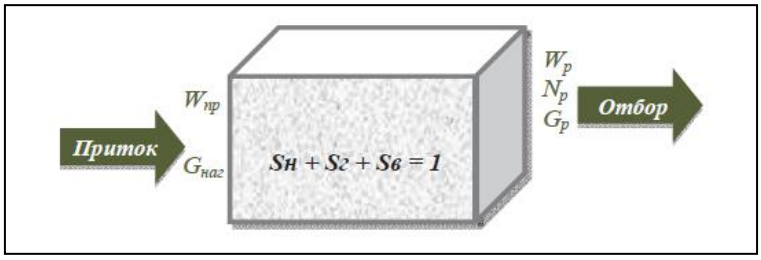


Рис. 1 – Модель материального баланса в фильтрационном моделировании (втекающая масса - вытекающая масса = источник массы)

Цифровые фильтрационные модели создавались с использованием пакета программ расчетного комплекса «Eclipse» компании Schlumberger.

Исходные данные для цифровой фильтрационной модели можно разделить на три типа:

1) передаваемые из цифровой геологической модели (пространственное положение в объеме резервуара коллекторов и разделяющих их непроницаемых прослоев, пространственное положение стратиграфических границ пластов и литологических границ в пределах пластов; средние значения фильтрационно-емкостных свойств в ячейках сетки; начальное положение ВНК; пространственные координаты скважин);

2) полученные в результате промысловых исследований и испытаний (результаты геофизических, гидродинамических исследований скважин, вся промысловая информация по истории разработки);

3) определяемые в лабораторных условиях (физико-химические свойства насыщающих пласты флюидов, данные относительных фазовых проницаемостей, капиллярных давлений).

После того, как исходные данные собраны и проверены, инженер должен очень внимательно отнестись к их обработке. Т.к. сбор данных является чрезвычайно важным этапом в создании модели разработки месторождения, к сожалению, довольно часто на месторождениях не осуществляется сбор начальных данных в достаточном объеме, что приводит к полной неадекватности расчетной модели. В этом случае попытки применения любой количественной методики инжиниринга резервуаров могут привести к негативным для месторождения последствиям. Это наиболее тонкий этап всего процесса исследования пласта, при этом не следует всецело полагаться на автоматизированные методики обработки данных.

Гидродинамическая модель месторождения Арман по II объекту, имеет размерность гидродинамической сетки по направлениям X, Y и Z – 120*47*88 ячеек, соответственно. Для построения фильтрационной модели принята схема формирования каркаса на основе геометрии «угловой точки», обеспечивающей высокую точность воспроизведения параметров залежей.

Каждая активная ячейка моделируемого резервуара заполняется набором параметров: пористость, проницаемость, нефтегазонасыщенность, песчанистость. Изображение гидродинамической сетки сверху, представлено на рисунках 2-4.

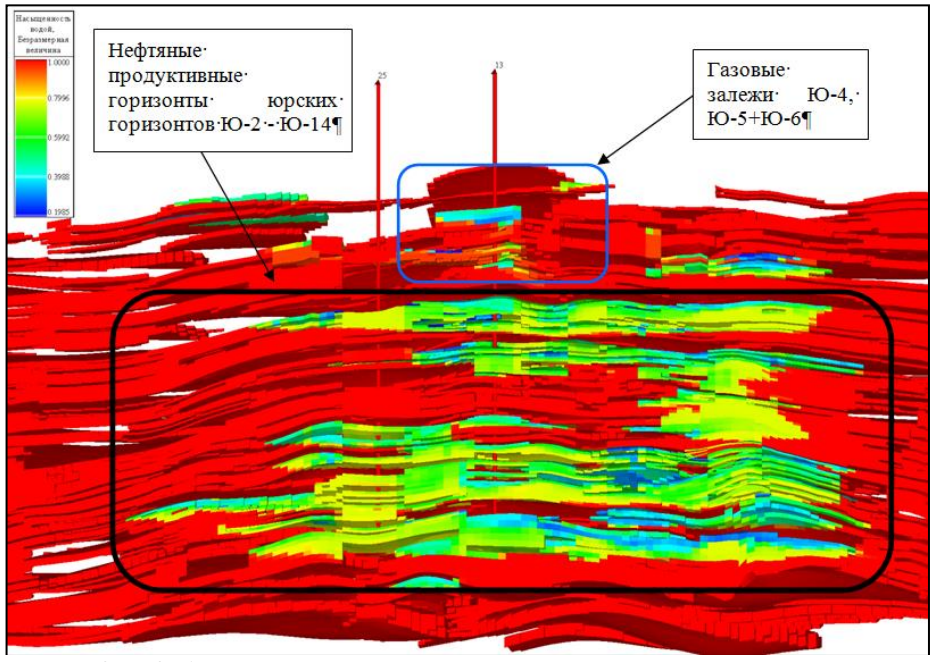


Рис. 2 – Куб насыщенности в разрезе в целом по месторождению

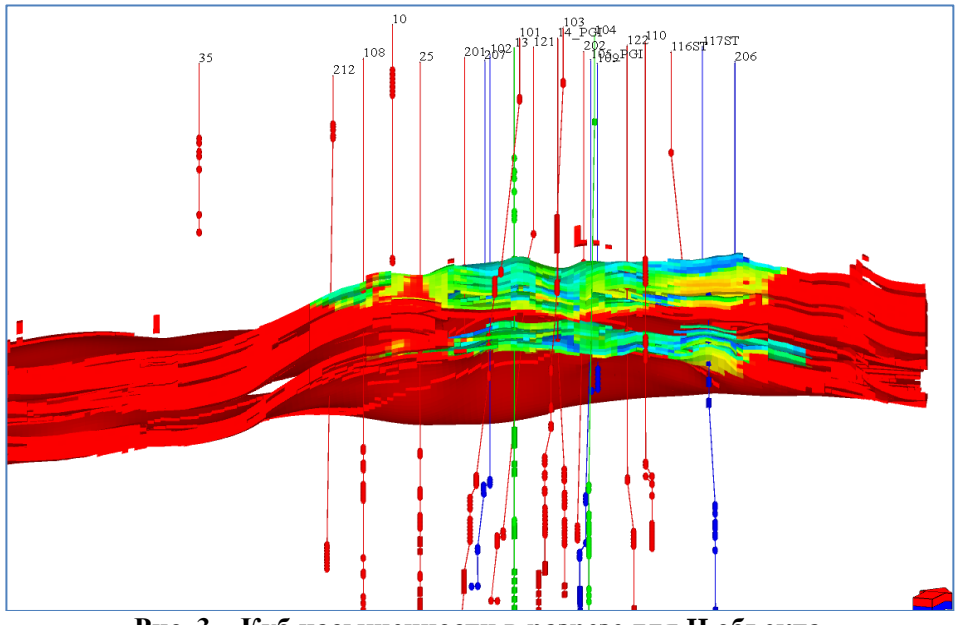


Рис. 3 – Куб насыщенности в разрезе для II объекта

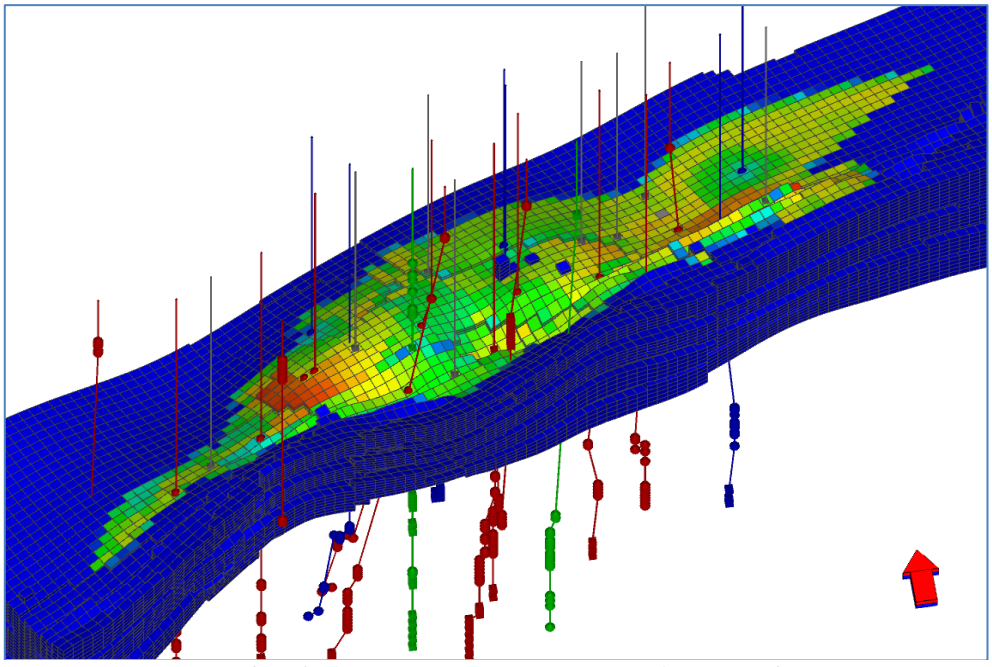


Рис. 4 – Куб насыщенности для II объекте в 3D

Для определения физико-химических свойств нефти и газа на месторождении Арман в процессе разведки и эксплуатации отбирались глубинные и поверхностные пробы. Поскольку пробы отбирались в различные периоды разработки месторождения, а в гидродинамической модели при инициализации задаются начальные свойства, то был проведен анализ проб, на основании которого были определены начальные параметры, заложенные в модель Пластовая нефть для 2 объекта недонасыщена газом, превышение пластового давления над давлением насыщения, характеризующее запас упругой энергии, составляет от 1,8 до 5,5 МПа. Давление насыщения при пластовой температуре составляет 7,10 МПа, газосодержание – 36,8 $м^3$/т, объёмный коэффициент в среднем – 1,080 д.ед. Плотность нефти изменяется от 0,843 до 0,857 г/$см^3$, в среднем составляя 0,850 г/см3, вязкость – 6,53 мПа×с.

Основные свойства нефти, используемые в гидродинамических симуляторах при расчетах, динамическая вязкость, плотность дегазированной нефти давление насыщения газосодержание, объемный коэффициент, сжимаемость все эти параметры взаимосвязаны и зависят от состава нефти, давления и температуры. Эмпирические модели трехфазной изотермической фильтрации вычисляют физические свойства нефти как функции от давления силы тяжести и газосодержания.

Параметры пористой среды и фильтрующихся флюидов, как правило, определяются по результатам многочисленных лабораторных и

промысловых исследований. Одной из определяющих характеристик многофазной фильтрации и в то же время наиболее неопределённой и малоизученной являются зависимость относительной проницаемости от насыщающей фазы (ОФП).

В период промышленного освоения месторождения Арман лишь в одной скв.14-Арман был отобран керн из горизонтов Ю-7 (проба 1А) и Ю-12 (проба 3А). Наиболее представительным для изучения емкостно-фильтрационных свойств коллектора оказался керн из горизонта Ю-7 из интервала 1204-1213м.

Среднее значение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой составляет 0,209 д.ед., при этом средний коэффициент вытеснения нефти составляет 0,701. Учитывая наличие всего двух исследований в гидродинамической модели было принято единое значение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти водой - 0.209 ед., сжимаемость породы в модели принята равной $3*10^{-6}$ 1/атм.

Необходимо отметить, что месторождение довольно слабо охвачено исследования по определению характеристик вытеснения.

Пластовое давление определялось с помощью опции равновесной инициализации, согласно имеющимся глубинным замерам. При данном способе задаются равновесные отметки зеркала воды и значения пластового давления на некоторой приведённой глубине, и таблица капиллярных давлений. В этом случае начальное пластовое давление рассчитывается из условий капиллярно-гравитационного равновесия с учётом распределения флюидов.

Перед загрузкой геолого-промысловых данных в гидродинамическую модель был проведен анализ данных по добычи нефти, замерам забойных и пластовых давлений, а так же интервалов перфораций. При анализе забойных давлений использовались все имеющиеся данные, которые усреднялись помесячно для загрузки в модель.

Следует отметить, при адаптации дебита и давления возникали некоторые затруднения, связанные с режимом скважин. Все скважины после прекращения фонтанирования были переведены на механизированный способ эксплуатации спуском ЭЦН, т.е. уже на начальном этапе разработки перешли на форсированный режим эксплуатации, что повлияло на резкое увеличение обводненности (см.рис. 5, выделен красным контуром).

За счёт форсированных отборов давление сильно падает и впоследствии появляются отдельные зоны с низкими пластовыми давлениями, что приводит к снижению динамического уровня до интервалов перфорации. На примере на рисунке 7 показана скважина №202.

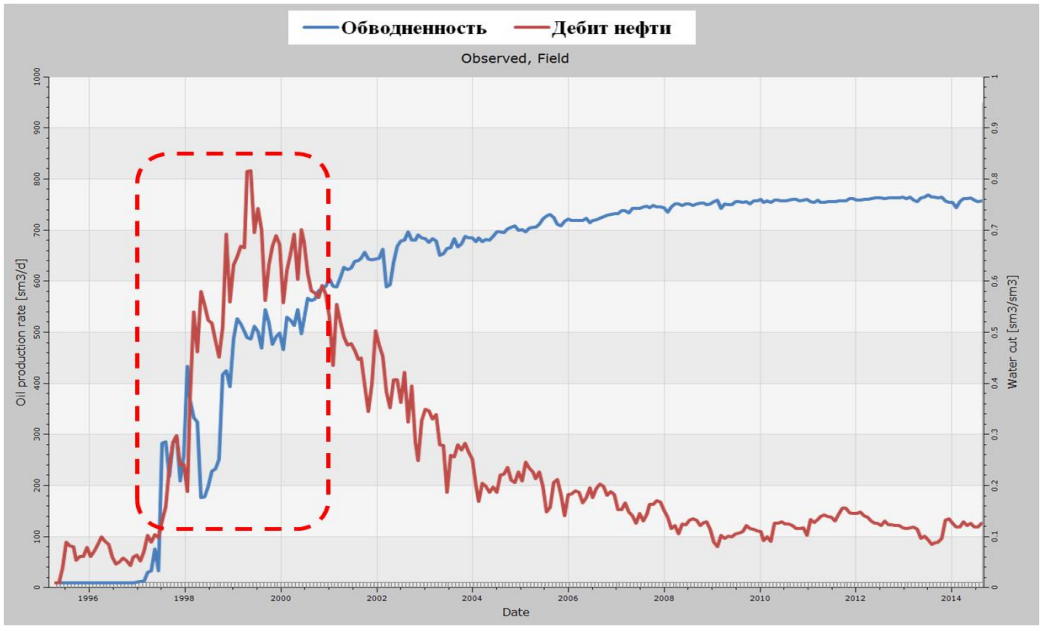


Рис. 5 – Дебит нефти и обводненность с начала разработки для II объекта

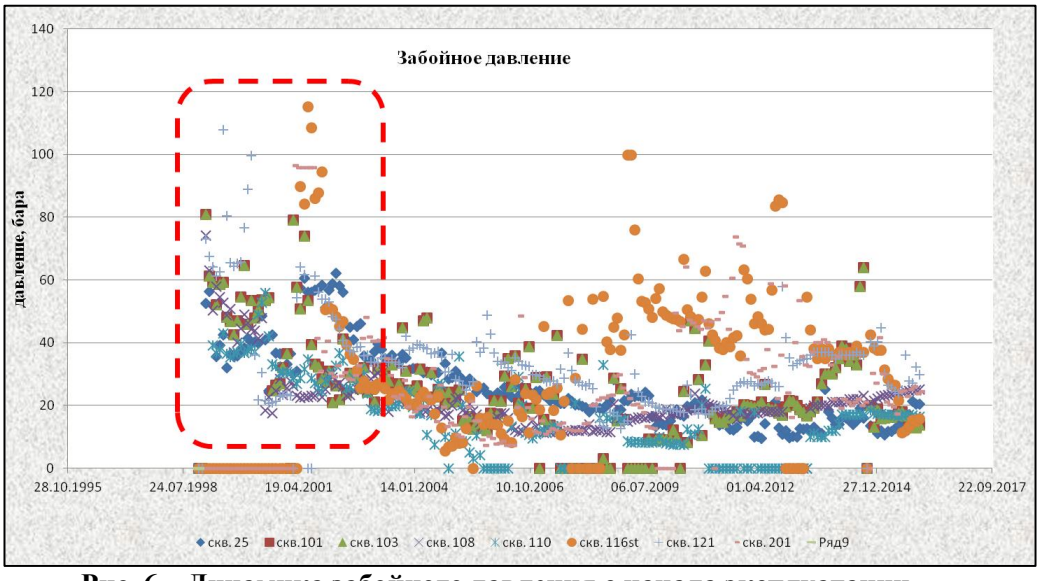


Рис. 6 – Динамика забойного давления с начала эксплуатации

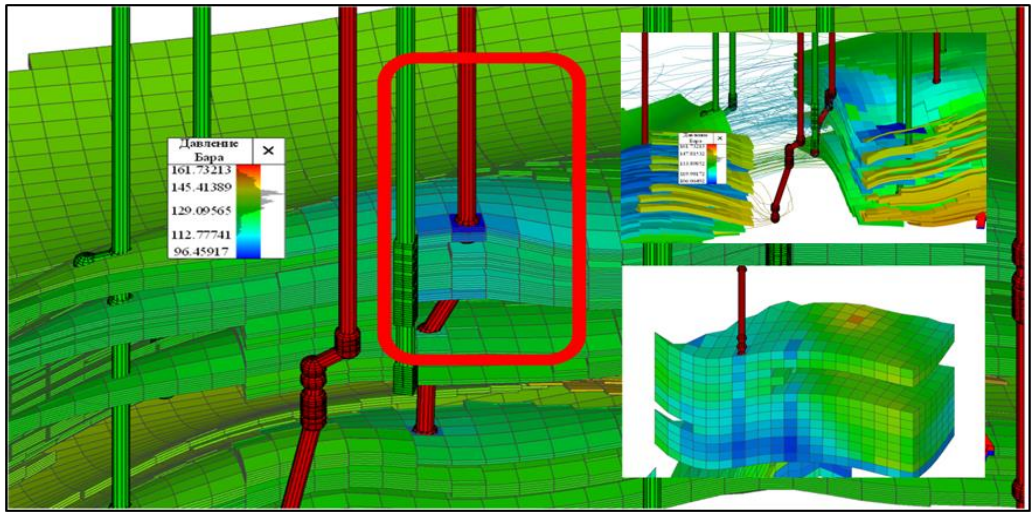


Рис. 7 –Снижение давления в районе скважины 122 в 3D

Для обеспечения достоверности прогнозных показателей модели наиболее важно провести качественную адаптацию по истории разработки нефтеносного объекта. В процессе адаптации модели корректировке подвергаются поля распределения проницаемости, направления сообщаемости скважин с пластом, свойства присоединяемых водонапорных горизонтов, кривые относительных фазовых проницаемостей. Расчеты проводились до 99 % обводненности в целом по объекту с учетом вывода скважин из эксплуатации. Сопоставление фактических и расчетных значений накопленной добычи нефти по II объекта показано на рис. 8. Из рисунка видно, что адаптация параметров модели проведена на удовлетворительном уровне.

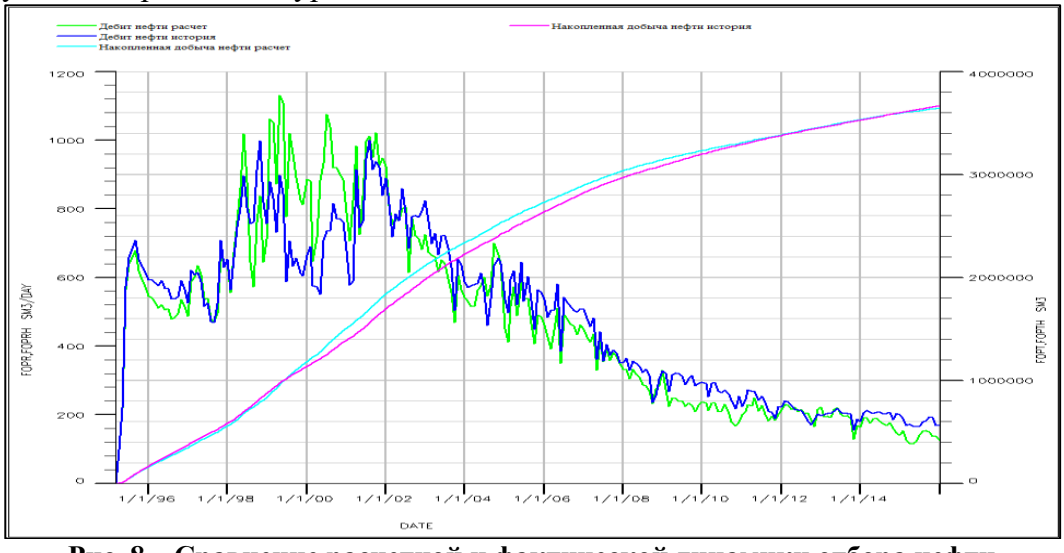


Рис. 8 – Сравнение расчетной и фактической динамики отбора нефти

Сравнение прогнозных расчетов и КИН (коэффициент извлечения нефти)

Для разработки на II объекте рассмотрены 2 варианта, по которым определены основные технологические показатели и КИН по двум методикам.

Вариант 1 – является базовым вариантом, с существующим пробуренным фактическим фондом скважин с плотностью сетки $14 \cdot 10^4$ м^2/скв., с целью увеличения извлечения нефти предусматривает разработку залежей нефти с поддержанием пластового давления путем приконтурного заводнения.

Фонд скважин составит 9 добывающих и 3 нагнетательных скважин

Вариант 2 – отличается от предыдущего варианта разработки уплотнением сетки скважин с плотностью 8·104 м^2/скв.

Предусмотрено:

- бурение и ввод в эксплуатацию 8 новых добывающих скважин;

Фонд скважин составит 17 добывающих и 3 нагнетательных скважин.

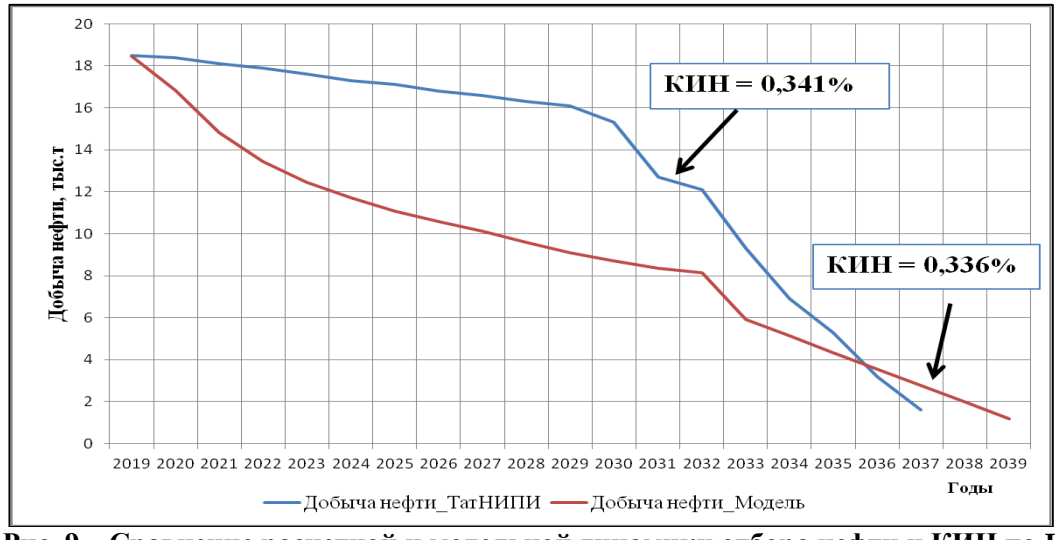


Рис. 9 – Сравнение расчетной и модельной динамики отбора нефти и КИН по I варианту

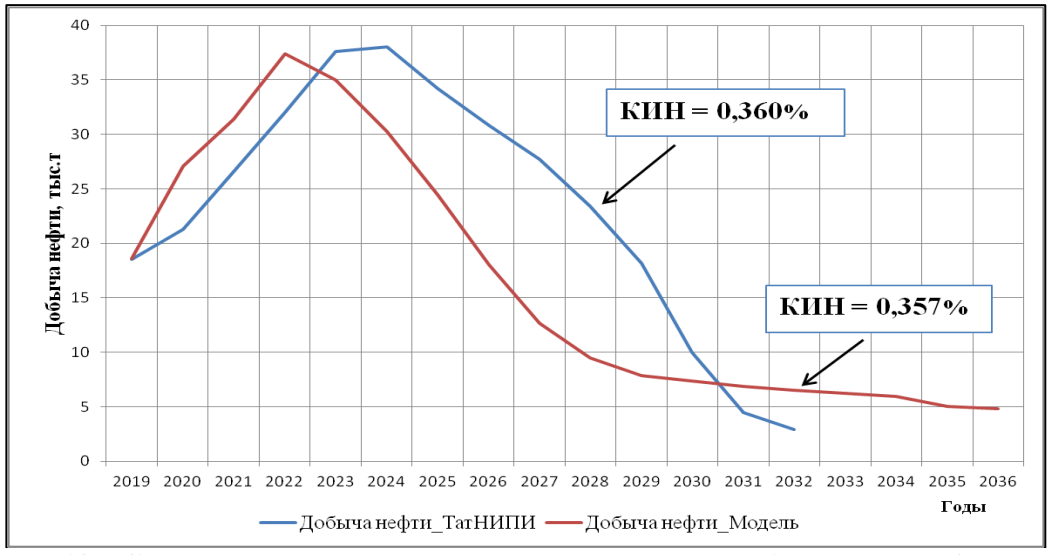


Рис. 10 – Сравнение расчетной и модельной динамики отбора нефти и КИН по II варианту

С использованием модели были проведены многовариантные прогнозные расчеты основных технологических показателей месторождения Арман, контролирующим параметром для добывающих и нагнетательных скважин является текущее забойное давление. При этом на модели учитывались штатные промысловые операции в виде ремонтных работ для добывающих скважин достигших установленных технологических ограничений (максимальная обводненность – 99 %, минимальный дебит нефти – 0,5 т/сут).

Результаты

По математическому моделированию (*коэффициентная методика «ТатНИПИнефть»):*

По I и II варианту КИН составил 0,341 и 0,360 д.ед., соответственно.

По 3D фильтрационному гидродинамическому моделированию:

По I и II варианту КИН составил 0,336 и 0,357 , соответственно.

В результате анализа сравнения КИН по двум методикам полученная разница составляет не более 5 %. При выработке запасов нефти 82 % и 97 % обводненности для месторождения Арман полученная разница при сравнении считается корректным и аргументированным.

Таким образом, полученные результаты при сравнении методов дают предпосылку в правильности использования обеих методов при расчетах прогнозной добычи основных показателей и КИН.

Выводы

- Создана трехмерная фильтрационная модели по II объекту нефтяного месторождения Арман, проведены гидродинамические расчеты по

определению прогнозных технологических показателей разработки и КИН, сравнили с покоэффициентной методикой.

- При 3D фильтрационном моделировании учитывается пространственное распределение свойств флюида и породы, т.к. при математическом моделировании на основе формулы Крылова и модифицированного Лысенко не рассматриваются динамические эффекты движения флюидов внутри системы и не учитывается пространственное распределение.
- Трехмерное фильтрационное моделирование и использование аналитических расчетов покоэффициентной методикой должны дополнять друг друга, тогда можно надеяться на получение адекватных результатов. Идеальной можно считать ситуацию, когда до применения моделирования инженеры используют покоэффициентную методику, чтобы понять, какие наиболее чувствительные факторы (число исследованных скважин, предельную весовую долю агента в дебите жидкости скважин, соотношение плотностей агента нефти и т.д.) влияют на итоговый результат, далее используют при адаптации и прогноза фильтрационной модели.
- Трехмерное фильтрационное моделирование, является обязательным для управления процессами, такими как планирование скважин или оптимизация месторождения. Модель не идентична месторождению, представительность модели зависит от количества и качества данных. Во всех случаях модели необходимо откалибровать, чтобы они были эффективны в точности предсказания, но это может быть трудоемким и тяжелым процессом, т.е. динамические модели не должны использоваться для оценки извлекаемых запасов без тщательной калибровки. Правильные инженерные методы делают динамическое моделирование одним из наиболее эффективных способов исследования влияния неопределенности, различных сценариев разработки или запуска вероятностного прогноза.
- С использованием модели были проведены многочисленные варианты прогнозных расчетов разработки месторождения. Анализ выполненных вариантов позволил дать рекомендации по дальнейшей разработке месторождения. В результате длительного форсирования отбора жидкости на начальной уже стадии, давление сильно падало и способствовало появлению отдельных зон с низкими пластовыми давлениями, что затруднило адаптацию по давлению. Многие скважины разрабатывались совместно с несколькими объектами разработки. В текущих условиях разработки нефтяных залежей месторождения по результатам анализа построенной модели не рационально совместная эксплуатация 2-х и тем более 3-х объектов разработки.

Список использованной литературы

1. «Дополнение к Уточненному проекту разработки месторождения Арман», 2016 г.

2. Брусиловский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа, издательский дом «Грааль», Москва 2002 г.

3. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений, Москва «Недра» 1986 г.

4. Лысенко В.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений, Москва «Недра» 1987 г.

III. ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 001.89:628.543.15 + 622.274.1/.4(574.1)

Муллаев Б.Т., к.т.н *(АО «НИПИнефтегаз»)*
Садуева Г.Х., к.т.н., доцент *(КГУТИ им. Ш. Есенова)*

Глубокая очистка сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты в целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений

Целью научно исследовательской работы является обоснование актуальности глубокой очистки сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты в целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений, и описание разработанных способов снижения остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде.

Разработка нефтегазовых месторождений Мангышлака в основном осуществляется с поддержанием пластового давления (ППД) путем закачки воды в продуктивные пласты. Система ППД в начальный период обеспечивалась водами Каспийского моря. С увеличением обводненности добываемой продукции в объемах воды, закачиваемой в продуктивные пласты, увеличивался объем сточных вод, отделяющихся на центральных пунктах подготовки и перекачки нефти (ЦППН).

В настоящее время многие месторождения Мангышлака вступили в позднюю стадию разработки. И хоть выработка запасов УВ на них относительно удовлетворительная, но вызывает опасение, что проектные величины конечного КИН на этих месторождениях в ряде случаев достичь не удастся. Во многом это связано с низким качеством попутных вод, добываемых на месторождениях в растущих объемах и закачиваемых в пласты.

Научные и производственные организации ведут постоянную работу по совершенствованию на нефтедобывающих предприятиях технологических процессов подготовки нефти, добиваясь ее высокого качества. [1, 2]

Нами неоднократно публиковались результаты этих работ в различных изданиях. Но так как они важны для нефтедобычи, то считаем необходимым постоянно привлекать нефтяников к обсуждению этих проблем.

Продукция скважин месторождений Узень с Карамандыбасом транспортируется на Центральный пункт подготовки и перекачки нефти (ЦППН), где готовится термохимическим способом при температуре до

60°С требований ГОСТа. С удовлетворением отметим, что за полувековую эксплуатацию уникального горячего нефтепровода Узень-Самара закачка в него некондиционной нефти не допускалась.

Изначально общий недостаток типовых ЦППН состоял в том, что газоводонефтяная эмульсия, поступающая в аппараты этих установок, подвергалась отстою под избыточным давлением, в результате чего в ней оставалось некоторое количество газа, не обеспечивая качество нефти по показателю ГОСТа – по давлению насыщенных паров. Поэтому при подготовке нефти при относительно низкой температуре до 30- 40 °С, что приемлемо для легких нефтей, процесс дегазации идет менее активно, и для достижения на ЦППН качества нефти по давлению насыщенных паров нашла применение технология, согласно которой водонефтяная эмульсия, перед поступлением на завершающую ступень отстоя, подвергается глубокой дегазации в отстойниках концевой сепарационной установки (КСУ), поднятых на высоту до 12 м над уровнем земли.

Для подготовки на месторождениях вязкой высокопарафинистой нефти требовался ее подогрев до 60 °С. Так, например, на месторождениях Узень с Карамандыбасом ЦППН был запроектирован «Гипровостокнефть» и введен в эксплуатацию в 1972 г. Проектная мощность объекта - 26 млн т нефти в год. Максимальная загрузка достигнута в 1975 г. - 16,3 млн т в год.

ЦППН с такой технологией были реализованы и на месторождениях Мангышлака: Жетыбай, Каламкас, Каражанбас и др. Печи подогрева и КСУ на ЦППН месторождения высокопарафинистой нефти показаны на рисунке 1. [3]

Рис. 1 - Печи подогрева и КСУ на ЦППН месторождения парафинистой нефти

Следует заметить, что на ЦППН месторождений Узень с Карамандыбасом институтом «Гипровостокнефть» не была запроектирована КСУ с отстойниками, поднятыми на высоту до 12 м, полагая, видимо, что высокотемпературная деэмульсация обеспечит дегазацию нефти в соответствии с требованием ГОСТа по величине давления насыщенных паров.

Однако в тот период на месторождениях Узень с Карамандыбасом, не смотря на наличие избыточной мощности ЦППН, относительно низкой обводненности добываемой продукции, высокой температуры деэмульсации, процесс подготовки нефти шел неудовлетворительно, не обеспечивая требования ГОСТа по остаточной обводненности товарной нефти.

Совершенствование на месторождениях вязкой высокопарафинистой нефти технологии ЦППН

Изучение технологических процессов, происходящих на ЦППН месторождений Узень с Карамандыбасом, позволило установить, что на завершающем этапе технологического процесса отстой частично обезвоженной нефти происходил в крайне неблагоприятных условиях. В технологические резервуары, т.е. в среду с пониженным давлением, частично обезвоженная нефть поступала, подогретая до высокой температуры и под избыточным давлением. В технологических резервуарах в результате резкого снижения избыточного давления при высокой температуре из частично обезвоженной нефти бурно выделялся газ, создавая барботаж, не совместимый с условиями спокойного отстоя нефти, и не обеспечивая глубокого обезвоживания нефти в соответствии с требованиями ГОСТа.

По предложению бывшего Нач. НГДУ «Узеннефть» У.Т. Тажигалиева и при поддержке сотрудника института КазНИПИнефть Б.Т. Муллаева на ЦППН месторождениях Узень с Карамандыбасом удалось добиться реконструкция КСУ путем установки отстойников на высоту 12 м, что показана на рисунке 2.

Рис. 2 - Концевая ступень сепарации (КСУ) на ЦППН месторождения Узень

Результаты реконструкции КСУ оказались положительными.

Однако полностью решить проблему подготовки нефти месторождений Узень с Карамандыбасом за счет реконструкции КСУ не удалось.

Совершенствование промыслового сбора и подготовки нефти на месторождениях большой площади или на группе месторождений

Разработка нефтегазовых месторождений осуществляется, как правило, с применением технологии ППД, для увеличения КИН.

В начальный период разработки месторождений Мангышлака технология ППД реализовывалась, в основном, с использованием вод Каспийского моря. В результате естественного и неуклонного роста обводненно-сти добываемой продукции в объемах воды, закачиваемой в продуктивные пласты, доля сточной воды, отделявшейся из водонефтяной эмульсии на ЦППН, увеличивалась.

В результате со скважин обширной площади месторождений на удаленные ЦППН, а из них в систему ППД транспортировались огромные объемы жидкости. Сточная вода, отделяющаяся на ЦППН, характеризовалась повышенным остаточным содержанием нефтепродуктов, мехпримесей, обладала коррозионной активностью. В связи с возрастающими объемами сточной воды, подаваемой в систему ППД, ухудшалась ее вытесняющая способности со снижением конечного КИН, осложнялись технологические процессы, связанные с высокими энергозатратами на перевалку огромных объемов жидкости на большие расстояния, порывами трубопроводов, образованием трудно разрушаемых водонефтяных эмульсий (ТРВНЭ). [4]

Однако специалистами бывшего ПО «Мангышлакнефть» и сотрудниками института КазНИПИнефть велся поиск совершенствования способов подготовки нефти. [5] Но продолжить реконструкцию ЦППН в целях ее совершенствования не имелось возможности из-за загруженности объекта месторождениями высокой производительности.

Поиск этот привел к пониманию, что технологические процессы промыслового сбора и подготовки нефти на обширной площади месторождения или на группе месторождений можно существенно упростить, если, наряду с применением единых ЦППН, применит на промыслах технологии предварительного сброса воды (ПСВ).

Применение технологии ПСВ на месторождениях Узень и Карамандыбас было предложено сотрудником КазНИПИнефть Б.Т. Муллаевым и поддержанна бывшим Нач. НГДУ «Узеннефть» М.Д. Батырбаевым. Позже ПСВ была рекомендована нормативным документом ВНТП 3-85 при обводненности нефти более 20 %, но без дополнительного подогрева. [6, 7]

Технология ПСВ осуществлялась таким образом: основной сброс попутной воды производился на промысловых УПСВ, из которых частично обезвоженная нефть откачивалась на ЦППН для ее подготовки согласно СТ

РК 1662-2007, а сточная вода с УПСВ и ЦППН по системе технического водоснабжения и ППД закачивалась в пласт. [8, 9]

Однако на месторождениях высокопарафинистой нефти для реализации ПСВ требуется дополнительный подогрев, что и было заложено на УПСВ-1 и 2 месторождениях Узень и Карамандыбас. Фрагмент УПСВ с печами подогрева показан на рисунке 3.

Рис. 3 - Фрагмент УПСВ на месторождении вязкой и парафинистой нефти

Большая заслуга бывшего Генерального директора ПФ «ОМГ» М.И. Курбанбаева состоит в том, что в сложные 90-е годы ему удалось на месторождении Узень организовать строительство и ввод в эксплуатацию запроектированных институтом КазНИПИнефть 2-х установок предварительного сброса воды (УПСВ), размещение которых показано на рисунке 4.

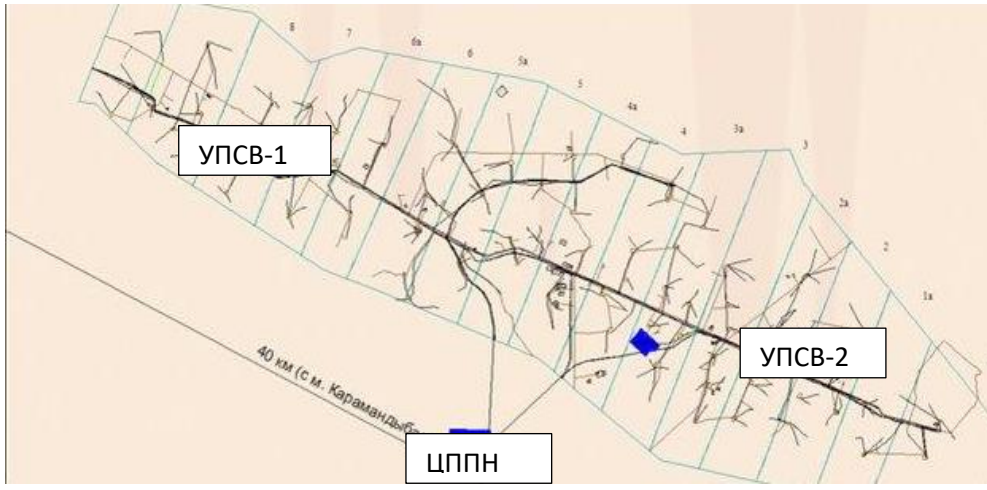


Рис. 4 - Установки предварительного сброса воды (УПСВ-1 и 2) и ЦППН на месторождении Узень

Позже технология ПСВ была внедрена на месторождениях Каламкас и др., рекомендована к внедрению на Жетыбайской группе месторождений.

С вводом в эксплуатацию на месторождениях Узень, Карамандыбас, Каламкас и др. технологий ПСВ существенно разгрузились системы промыслового сбора и ЦППН, создав благоприятную обстановку на промыслах: сократился объем продукции, переваливаемой на большие расстояния; улучшилось качество подготовки товарной нефти; снизился коррозионный износ трубопроводов; сократились порывы, улучшилась экология; представилась возможность реконструкции ЦППН и ее плановой профилактики.

Как известно, недавно произошло ЧП, когда в трубопровод Дружба было закачено до 5 млн м3 некондиционней нефти с хлор органикой, в связи с чем Беларусь и ряд Европейских государств приостановила прием нефти из России, нарушилась работа нефтеперерабатывающих заводов этих стран. Для восстановления транзита потребовались дни, а убытки сложно было определить.

Анализируя сложившуюся ситуацию, нами сделан вывод, что не следует на крупных месторождениях и на группе месторождений стремиться к созданию нескольких ЦППН. Это осложняет контроль за качеством нефти, отправляемой потребителю.

Однако при всех преимуществах внедрения технологии ПСВ на обширных площадях месторождений качество сточных вод, сбрасываемых на промысловых УПСВ и на ЦППН остается неудовлетворительным.

Совершенствование промыслового сбора и подготовки нефти на месторождениях большой площади или на группе месторождений

Разработка нефтяных месторождений с применением технологии ППД, как отмечено выше, отличается достижением невысокого конечного КИН. В определенной степени это связано с низким качеством подготовки воды, закачиваемой в пласты, содержание в которой мехпримесей и нефтепродуктов превышает нормы ГОСТа. В таблице 1 приведено допустимое содержание мехпримесей и нефти в воде, закачиваемой в продуктивный пласт для поддержания пластового давления по ОСТ 39-225-88 РФ.

Таблица 1. Допустимое содержание мехпримесей и нефти в воде, закачиваемой в продуктивный пласт для поддержания пластового давления по ОСТ 39-225-88 РФ

Проницаемость пористой среды коллектора, мкм2	Коэффициент относительной трещиноватости коллектора	Допустимое содержание в воде, мг/л	
		механических примесей	нефти
1	2	3	4
до 0,1 вкл.	-	до 3	до 5
свыше 0,1	-	до 5	до 10
до 0,35 вкл.	от 6,5 до 2 вкл.	до 15	до 15
свыше 0,35	менее 2	до 30	До 30
до 0,6 вкл.	от 3,5 до 3,6 вкл.	до 40	до 40
свыше 0,6	менее 3,6	до 50	до 50

Высокотемпературная деэмульсация вязких и высокопарафинистых нефтей способствует повышенному остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде, препятствует качественному отстою из нее мехпримесей. Поэтому качество вод, сбрасываемых на УПСВ в жестком динамичном режиме, остается низким, характеризуясь высоким остаточным содержанием нефтепродуктов, продуктов коррозии, мехпримесей и др. Перекачиваясь по обширным системам технического водоснабжения и ППД, сточные воды охлаждаются, теряя способность эффективного вытеснения из пласта вязких и высокопарафинистых застывающих нефтей.

Разработке способов повышения качества сточных вод, закачиваемых в пласты месторождений, важнейшее направление дает успешная реализация требования Правительства РК по увеличению конечного КИН.

Глубокая очистка сточных вод при товарной подготовки нефти месторождений на ЦППН обычно достигается путем длительного отстоя за счет увеличения рабочего объема отстойной аппаратуры, механическими методами с использованием гравитационных и центробежных сил,

применением фильтров, методов флотации, биологических методов и др. Методы эти капиталоемки, трудоемки, не устраняют нарушения ГОСТа.

Однако создание на месторождениях обширной площади и на группе месторождений технологий ПСВ, согласно которых попутная вода отделяется от нефти на УПСВ в значительно больших объемах (до 80 - 95 %), чем на ЦППН (до 5 - 20 %), а так как на УПСВ к качеству нефти не предъявляется требования ГОСТа, то возникло понимание, что глубокую очистку сточных вод важно добиться, прежде всего, на УПСВ, обеспечив:

на УПСВ - сброс попутной воды в оптимальных пределах, сократив энергетические затраты на перевалку огромных объемов жидкости с огромной площади месторождений на ЦППН

на ЦППН - подготовку нефти в строгом соответствии с требованиями ГОСТа, особого не стремясь к значительному снижению содержания нефтепродуктов в значительно меньших объемах сточной воды;

В таблице 2 приведены физико-химические свойства сточной воды на УПСВ и ЦППН месторождений Узень и Карамандыбас.

Таблица 2. Физико-химические свойства попутной (сточной) воды на УПСВ и ЦППН месторождений Узень с Карамандыбасом

Место отбора проб	Дата отбора	Время отбора	Уд. вес, г/см^3	Компонентный состав, мг/л						Минерализация, мг/л	Общ. жесткость, мг-экв/л	Мех примеси, %	Содерж. нефти, мг/л
				HCO_3^-	SO_4^{2-}	Cl^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Na^+ + K^+$				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	15
УПСВ 2, сброс с УДО	21.05. 2010 г.	05-00	1,03	390,4	132,8	35269,1	1800	14400	18263,5	57295,79	210	0,024	87,08
УПСВ 2, сброс с ОГ-	20.05. 2010 г.	23-00	1,03	463,6	261,5	37077,8	1800	1560	19296,1	60459,06	220	0,020	93,75
УПСВ 2, сброс с ОГ-	21.05. 2010 г.	05-00	1,03	463,6	105,4	37620,4	1800	1560	19573,4	61122,80	230	0,050	60212
УПСВ 2, перепуск с РВС №3 на	20.05. 2010 г.	23-00	1,03	451,4	174,0	39067,3	2000	1380	20655,4	63728,16	215	0,031	523,95
УПСВ 2, перепуск с РВС №3 на	21.05. 2010 г.	05-00	1,03 3	402,6	163,0	35269,1	1800	1560	18052,5	57247,23	220	0,032	338,32

На выходе с	24.07.2014 г.	-	1,013	378,2	659,2	10766,2	761,5	486,4	5648,8	18700,3	78	0,0741	62,9

Как следует из представленных данных, содержание нефтепродуктов в сточной воде, сбрасываемой на УПСВ- 2 месторождений Узень и Карамандыбас, составляет <175 мг/л, а на выходе из ЦППН – <70 мг/л, отличается нестабильностью и не отвечает требованиям ОСТа. Можно отметить также, что в сточной воде с повышенным содержанием нефтепродуктов возрастает и содержание мехпримесей (см. таблицу 1).

Остаточное содержание нефтепродуктов в сточной воде, закачиваемой в продуктивные пласты с самой высокой проницаемостью по ОСТ 39-225-88 РФ не должно превышать 50 мг/л. На месторождении Узень проницаемость пластов изменяется от 0,001 до 7,3 мкм2, составляя в среднем 0,23 мкм2.

Месторождение находится в поздней стадии разработки, содержит до 30% невыработанных извлекаемых запасов нефти, сосредоточенных в коллекторах низкой проницаемости до 0,23 мкм2. Для таких коллекторов содержание нефти в сточной воде должно быть до 15 мг/л (см. таблицу 1).

Стало очевидным, что на месторождениях Узень и Карамандыбас, находящихся в поздней стадии разработки с 30 % недоизвлеченными запасами нефти из низкопроницаемых коллекторов, задача повышения качества закачиваемых вод имеет большое значение, особенно на УПСВ, где сбрасывается основной объем сточных вод (до 80 - 95 %). [10]

В поисках экономически эффективных способов очистки сточных вод было обращено внимание на то, что на УПСВ и ЦППН неоправданно применяется единый подход к оптимизации технологических процессов деэмульсации. А ведь на УПСВ и ЦППН решаются различные задачи:

на УПСВ - сброс попутной воды в оптимальных объемах;

на ЦППН - подготовка нефти согласно требований ГОСТ`а.

Исходя из различных задач, решаемых на УПСВ и ЦППН, велся поиск путей совершенствования технологических процессов деэмульсации нефти на этих эксплуатационных объектах, используя различные подходы.

Снижение содержания нефти в сточной воде на УПСВ применением эффективных деэмульгаторов и оптимизации их дозировок

Анализируя методы выбора эффективных деэмульгаторов и оптимизации их расхода, был сделан вывод, что в условиях применения на месторождениях наряду с ЦППН технологических объектов УПСВ, не используется возможность принципиально по разному подходить к оптимизации этих процессов. При этом не учитывается способность различных деэмульгаторов и их дозировок неоднозначно влиять на остаточное содержание воды в нефти и нефтепродуктов в сточной воде.

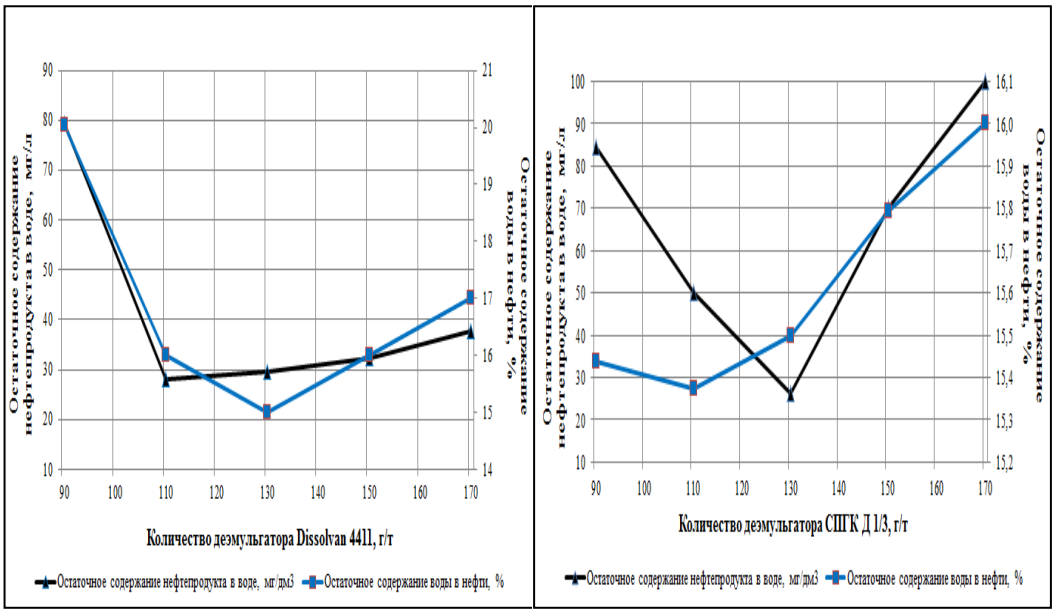
В связи с этим изучалось влияние водо- и нефтерастворимых деэмульгаторов и их дозировок на обезвоживание нефти, получившее отражение в таблице 3.

Таблица 3. Кинетика выделения воды из проб водонефтяной эмульсии скважин месторождения Узень при использовании различных деэмульгаторов и их дозировок

Удельный расход реагента, г/т	Деэмульгатор, кинетика выделения воды (% об) за время отстоя (мин) при температуре 60 ºС							Обводненность, %	Остаточн. содержание воды	Остаточно бводненность нефти, %
	0,1	0,5	1	1,5	2	3	4			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Контрольная проба										
Без реагент	0,0	0,2	0,6	0,9	1,5	1,5	1,5	41,6	40,14	98,80
Dissolvan 4411 (водорастворимый деэмульгатор)										
90	9,5	18,	22,8	27,5	30,	31,0	32,	40,1	8,04	20,05
110	8,4	14,	18,4	19,2	24,	24,8	26,	32,0	5,12	16,00
130	10,6	14,	20,0	21,4	26,	27,5	29,	34,2	5,13	15,00
150	11,9	20,	23,4	25,9	28,	29,4	31,	37,8	6,05	16,00
170	7,8	12,	16,4	19,1	21,	22,6	24,	29,1	4,95	17,00
СПГК Д 1/3 (нефтерастворимый деэмульгатор)										
90	8,8	20,2	25,	28,	30,8	31,	31,	37,2	5,74	15,44
110	8,7	20,0	24,	29,	30,2	30,	31,	36,6	5,63	15,37
130	9,2	21,8	26,	29,	31,6	32,	32,	38,4	5,95	15,50
150	8,5	20,7	25,	28,	30,8	31,	31,	37,6	5,94	15,79
170	8,2	20,4	24,	30,	31,7	32,	32,	38,5	6,16	16,00

Как следует из представленных данных, при оптимальном расходе как водо-, так и нефтерастворимых деэмульгаторов их деэмульгирующая способность высока.

Но деэмульгирующая способность и способность снижать содержание нефти в сточной воде для различных деэмульгаторов различна, что следует из анализа водонефтяных эмульсий месторождения Узень, графически представленных на рисунке 5.



А Б

Рис.5 - Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии месторождения, обработанная деэмульгатором А - Dissolvan 4411 и Б - СПГК Д 1/3

Как следует из представленных данных кинетики выделения воды из проб водонефтяной эмульсии скважин месторождения Узень при различных типах деэмульгаторов и их дозировок, наименьшее содержание нефтепродуктов в сточной воде достигается при использовании деэмульгатора СПГК Д 1/3 при дозировке 130 г/т (см. рисунок 5).

На основе лабораторных исследований и промысловых экспериментов разработан дифференцированный способ оптимизации процессов подготовки нефти на УПСВ и ЦППН, предусматривающий:

предварительную подготовку нефти на УПСВ производить на деэмульгаторе и его дозировке, обеспечивающих наименьшее содержание нефтепродуктов в сточной воде и экономическую эффективность;

на УПСВ и на ЦППН возможность использования деэмульгаторов различного типа, но обеспечивающих их совместимость.

Технология защищена Патентом РК. [11].

Снижение остаточного содержания нефти в сточной воде на объектах УПСВ применением нефтерастворимых деэмульгаторов

На месторождениях при подготовке нефти используются, как правило, деэмульгаторы нефте-, водо- и нефтеводорастворимого типа. Однако на месторождениях, на которых наряду с применением ЦППН предусматривается применение УПСВ, возникла целесообразность в целях снижения остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде подойти дифференцированно к подбору деэмульгаторов на УПСВ и ЦППН.

Изучая эту проблему, Р.Э. Нейман выяснил, что нефте- и водорастворимые деэмульгаторы по разному воздействуют на водонефтяную эмульсию. При использовании водорастворимых деэмульгаторов сточная вода характеризуется повышенным содержанием нефтепродуктов, так как способна образовать с водорастворимыми деэмульгаторами тонкодисперсную эмульсию, не поддающуюся расслоению. Нефтерастворимые же деэмульгаторы практически не растворяются в воде, а в нефти образуют истинные или коллоидные растворы с низким содержанием нефтепродуктов. [12]

Результаты сравнительных лабораторных исследований проб водонефтяных эмульсий, отобранных на УПСВ и ЦППН месторождений Узень и Каламкас, приведены в таблице 4 и на рисунке 6.

Таблица 4. Кинетика выделения воды и остаточное содержание нефти в сточной воде при обработке водонефтяной эмульсии месторождения Узень водо- и нефтерастворимыми деэмульгаторами

Деэмульгатор	Тип деэмульгатора	Остаточное содержание	Кинетика при 60°С				
1	2	3					
Dissolvan 4411	водорастворимый	воды в нефти, %					
		нефтепродуктов в сточной воде, мг/дм^3	79,4	29,2	29,7	32,4	37,8
Randem 2201	-«-	воды в нефти, %	20,8	17,8	16,9	18,0	20,0
		нефтепродуктов в в сточной воде, мг/дм^3	77,8	33,3	40,2	52,6	88,6
СПГК Д 1/1	нефтерастворимый	воды в нефти, %	16,5	16,0	15,6	15,8	16,0
		нефтепродуктов в сточной воде, мг/дм^3	61,5	24,8	28,4	31,5	35,7
СПГК Д 1/3	-«-	воды в нефти, %	15,8	15,5	15,4	15,6	16,0
		нефтепродуктов в сточной воде, мг/дм^3	64,6	26,3	29,7	35,2	46,2
Ср. наименьшее остаточное содержание воды в нефти	водорастворимый		15,95/130				
	нефтерастворимый		15,5/130				
Ср. наименьшее остаточное содержание нефти в воде	водорастворимый		31,25/110				
	нефтерастворимый		25,55/110				

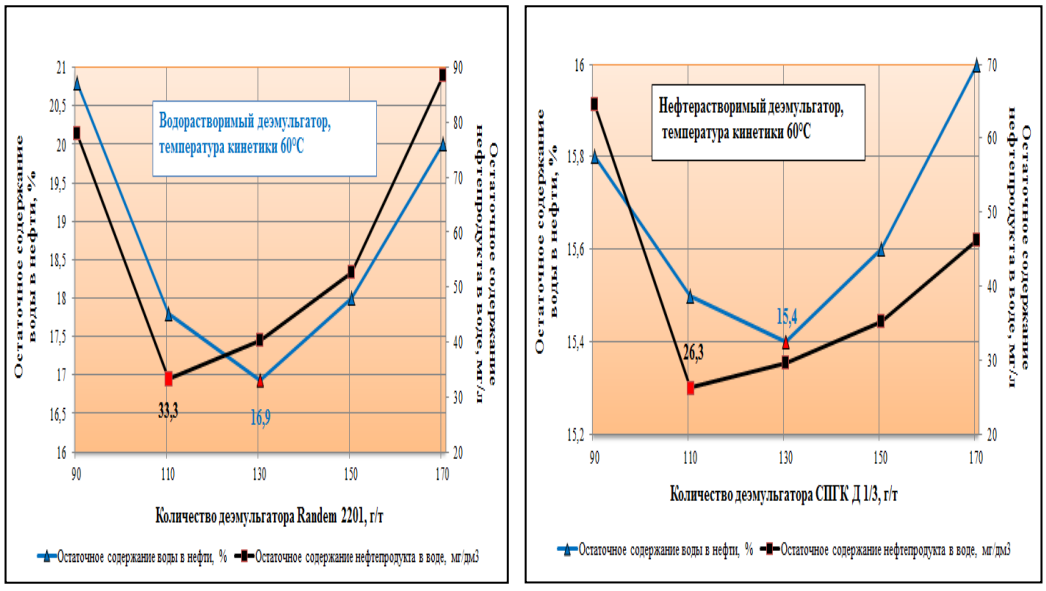


Рис. 6 - Кинетика разрушения водонефтяной эмульсии месторождения Узень при использовании А - водорастворимого деэмульгатора Randem 2201 и Б - нефтерастворимого реагента-деэмульгатора СПГК Д 1/3

На основании лабораторных исследований проб водонефтяных эмульсий, отобранных на УПСВ и ЦППН, сформулирована сущность предложенной технологии:

на УПСВ с обводненностью нефти от 20% и более и объемом сточной воды 80-95 % от общего объема технологию ПСВ следует осуществлять на нефтерастворимом деэмульгаторе, обеспечивающим снижение остаточного содержания нефти в больших объемах сточной воды;

на ЦППН с обводненностью нефти от 5 до 20 % и объем сточной воды 5 - 20 % от общего объема воды, процесс подготовки нефти предлагается осуществлять не зависимо от типа деэмульгатора, но при непременном достижении качества нефти в соответствии с требованием ГОСТа;

обеспечить совместимость деэмульгаторов на УПСВ и ЦППН.

Предложенная технология защищена Патентом РК. [13]

Совершенствование предварительной и товарной подготовки нефти на УПСВ и ЦППН оптимизацией температурного режима

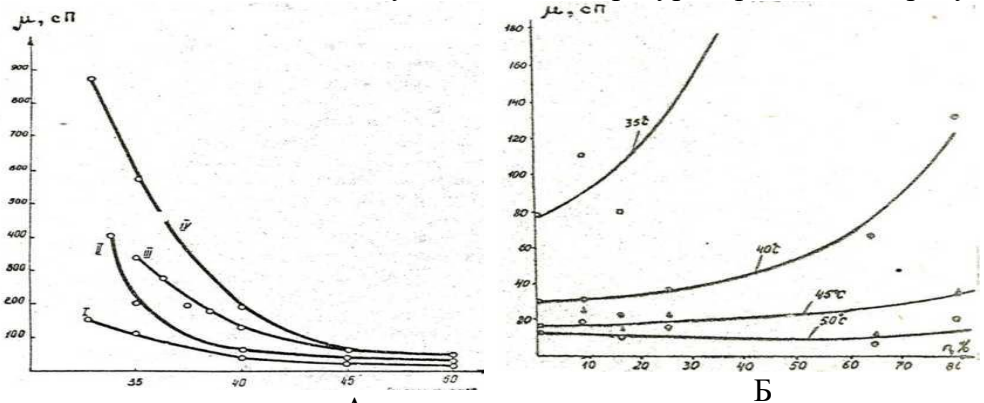
Выше изложен способ оптимизации технологического процесса подготовки нефти на месторождениях, реализующих предварительную и товарную подготовку нефти, основанный на выборе деэмульгатора и оптимизации его дозировки дифференцированно на УПСВ и ЦППН.

Однако технологические процессы предварительной и товарной подготовки нефти на УПСВ и ЦППН требовали дальнейшего совершенствования, так как в этих процессах не была использована возможность повышения КИН за счет сокращения остаточного содержания

нефтепродуктов в сточной воде за счет дифференцированного подхода к оптимизации температур технологических процессов на этих объектах.

Известно, что для вязких и высокопарафинистых нефтей их подготовка требует подогрева, так как с повышением температуры вязкость водонефтяной эмульсии снижается, что способствует эффективному процессу деэмульсации. Но с увеличением температуры деэмульсации возрастает остаточное содержание нефти в сточной воде.

Зависимость вязкости эмульсий от температуры приведена на рисунке 7.



А Б в, %

t,°C

Рис. 7 - Зависимость вязкости водонефтяной эмульсии месторождения Узень А - от температуры (содержание воды: I-0 %; II-10 %; III-24 %; IV-30 %); Б - от ПАВ

Как следует из графических зависимостей, вязкость водонефтяной эмульсии, обработанной ПАВ, резко снижается до 50°С. Таким образом, для нефтей умеренной плотности нагрев водонефтяных эмульсий более 50°С нежелателен, так как это не приводит к снижению ее вязкость, но увеличивает потери и плотность УВ. А для нефтей с повышенной плотностью, близкой к плотности воды, без повышения температуры процесса на УПСВ и ЦППН нельзя активизировать гравитационное разделение фаз.

В целях оптимизации температуры процесса деэмульсации на УПСВ и ЦППН проводились лабораторные исследования кинетики разрушения водонефтяной эмульсии с определением содержания нефти в сточной воде и воды в нефти при различных температурах, что показано на рисунке 8.

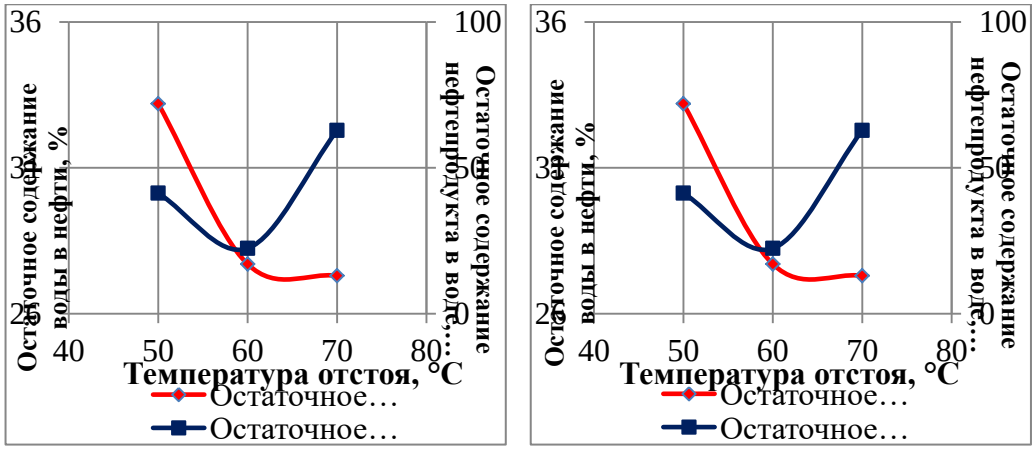


Рис. 8 - Оптимизация температуры процесса деэмульсации нефти месторождения Узень с использованием нефтерастворимого деэмульгатора СПГК Д 1/3 (скв. №9140, обв. 54,3 %) и СПГК Д 1/1(скв. №4254, обв. 58,5 %

Как следует из представленных данных, для водонефтяной эмульсии месторождения Узень наименьшее содержание нефтепродуктов в сточной воде достигается при температуре деэмульсации 60 – 63 °С, а наименьшее остаточное содержание воды в нефти - при температуре деэмульсации 70 °С.

Таким образом, установлено, что повышение или понижение температуры процесса деэмульсации относительно ее оптимальной величины приводит к увеличению остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде. Деэмульсация нефти с повышенными плотностью и вязкостью требует повышенных температур, в связи с чем при реализации этих процессов содержание нефтепродуктов в сточной воде оказывается повышенным. А разработка месторождений с повышенной плотностью и вязкостью нефти характеризуются, как правило, меньшей величиной КИН. Следовательно, вытеснение из пласта нефти водой с меньшим содержанием нефтепродуктов можно достичь, осуществляя на УПСВ и ЦППН процессы деэмульсации при различных температурах.

Следовательно, сброс воды, обеспечивающий наименьшее остаточное содержание нефтепродуктов в сточной воде на УПСВ можно достичь при меньшей температуре (при 63 °С), чем на ЦППН (при 70 °С).

На месторождениях при предварительной подготовке нефти на УПСВ со сбросом до 80 – 95 % от общего объема попутной воды деэмульсацию следует осуществлять при меньшей температуре, обеспечивая меньшее содержание нефти в этой воде. Подготовку же нефти на ЦППН надо осуществлять согласно ГОСТ`а при повышенной температуре. А так как на ЦППН сбрасывается небольшой объем воды (5 – 20 %), то в общем объеме сточной воды, сбрасываемой на УПСВ и ЦППН содержание нефти сократится.

Технология защищена Патентом РК. [14]

Предложенные способы очистки сточных вод от остаточного содержания нефти эффективны и не требуют дополнительных материальных затрат.

Обобщения и выводы

Разработка нефтяных месторождений осуществляется, как правило, с применением ППД и при подготовке нефти на ЦППН.

Технология ППД сопровождается ростом обводненности добываемой продукции, поэтому на удаленный ЦППН, а с него в систему ППД, транспортируются огромные объемы коррозионно активной жидкости.

Перевалка огромных объемов добываемой жидкости на большие расстояния сопровождается ухудшением вытесняющей способности сточной воды, образованием трудно разрушаемой водонефтяной эмульсии в результате ее «старения», стабилизации продуктами коррозии, сульфидами железа и др., образованием ТРВНЭ.

Проблемы, сопровождающие перевалку огромных объемов коррозионноактивной жидкости на большие расстояния, послужили основанием для поиска способов устранения этих осложнений и привели к пониманию необходимости применения на промыслах технологии ПСВ.

Внедрение на месторождениях Узень, Карамандыбас, Каламкас и др. технологии ПСВ заметно разгрузило системы промыслового сбора и ЦППН, повысило качество подготавливаемой нефти и сточных вод, снизило коррозионный износ трубопроводов, создав экологически благоприятную обстановку на промыслах.

Эффективность вытеснения нефти из продуктивного пласта водой зависит от качества вытесняющего агента. Однако в сточной воде, сбрасываемой УПСВ и ЦППН и закачиваемой в продуктивные пласты, содержание нефтепродуктов крайне высоко (более 50 мг/л).

Разработаны способа снижения содержания нефтепродуктов в сточной воде, закачиваемой в продуктивный пласт, путем:

дифференцированного подбора деэмульгаторов и их дозировок на объектах на УПСВ и ЦППН месторождений;

применения на объектах предварительной подготовки нефти (УПСВ) нефтерастворимых деэмульгаторов, обеспечивающих наименьшее содержание нефтепродуктов в сточной воде;

дифференцированного подхода к оптимизации температуры процессов деэмульсации нефти на объектах ее предварительной и товарной подготовки, руководствуясь различными критериями оптимизации этих температуры: на УПСВ – по наименьшему содержанию нефтепродуктов в сточной воде; на ЦППН – по выполнению требований ГОСТа.

На УПСВ и ЦППН возможно применение различных типов деэмульгаторов при условии лабораторной проверки на их совместимость.

Предложенные способы очистки сточных вод от остаточного содержания нефтепродуктов эффективны, не требуют дополнительных

материальных затрат и трудовых ресурсов, а потому рекомендованы к внедрению.

Не следует на крупных месторождениях и на группе месторождений стремиться к созданию нескольких ЦППН, поскольку это осложняет контроль за качеством нефти, отправляемой потребителю.

Список использованной литературы

Вопросы совершенствования подготовки нефти и сокращения потерь нефтепродуктов // Смольников Н.В., Муллаев Б.Т., Шункаров У.Ш. и др. Труды КазНИПИнефть. – Вып-3 - Грозный. – 1976.

Муллаев Б.Т. Проектирование и оптимизация технологических процессов в добыче нефти (с алгоритмами решения промысловых задач). Монография в 2-х томах. - Актау, 2012/2013 гг.

Байков, Н.М. Сбор и промысловая подготовка нефти, газа и воды - М.: Недра. - 1981. - 264 с.

Месторождение Узень. Проблемы и решения // Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б. - Алматы: Изд-во «Нур-Принт». - 2016 .

Промышленные испытания внутрипромысловой трубной деэмульсации мангышлакской нефти // Муллаев Б.Т., Смольников Н.В., Кораблинов Н.С. и др - Н-ТС Нефтепромысловое дело. - N 3. - 1971. - с. 31-34.

Муллаев Б.Т. Коррективы вносит время. (Обоснование предварительного сброса воды на промыслах месторождения Узень). – Газета «Огни Мангышлака»,. - 1984 .

ВНТП 3-85 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений. (Утверждены Приказом Министерства нефтяной промышленности СССР от 10.01.1986 г. за № 32.

Разработка технологической схемы транспорта продукции впадины Узень с применением предварительного сброса воды на промыслах». Отчёт по НИР КазНИПИнефть, - 1992.

Курбанбаев М.И., Муллаев Б.Т. Проблемы разработки и эксплуатации месторождений, осложненных высоким содержанием парафиноасфальтосмолистых веществ и сульфатредукцией. - Астана: Изд-во «Нур-Принт». - 2014 г.

Способ подготовки нефти на нефтегазовом месторождении // Муллаев Б.Т., Курбанбаев М.И., Абитова А.Ж и др. Патент РК по Заявке РК №2014/1089.1 от 15.08.2014 г.

Практикум по коллоидной химии (коллоидная химия латексов и поверхностно-активных веществ) // Нейман Р.Э, Вережников В. Н., Кирдеева А. П. и др. Уч. пособие для вузов. - М.: Высш. школа. - 1972 .

Способ подготовки нефти на месторождении с достижением низкого содержания нефтепродуктов в сточной воде // Муллаев Б.Т., Курбанбаев

М.И., Абитова А.Ж., Серкебаева Б.С. Саенко О.Б. Патент РК по Заявке РК №2015/0226.1 от 19.02.2015 г.

Способ повышения эффективности технологии подготовки нефти на месторождении // Муллаев Б.Т., Герштанский О.С., Саенко О.Б., Серкебаева Б.С. Патент РК по Заявке РК № 2016/0667.1 от 29.07.2016 г

УДК 001.89: 622.276.1/.4

Тогашева А.Р., *доцент,* ***Алдабергенов Б.А.,***
Ержанов А.М., Куракбаев А.Ж.,
(КГУТИ имени Ш. Есенова)

Обзор методических подходов к оценке эффективности ГТМ

Рост нефтедобычи в Казахстане, так же, как и в других нефтегазодобывающих регионах, обеспечивается новыми технологиями, бурением новых скважин, проведением гидроразрыва пласта (ГРП), оптимизацией работы скважин, прочими геолого-техническими мероприятиями. Немаловажное значение имеют и новые методы управления, современные подходы в организации труда, которые, например, используются сегодня в ведущих нефтегазовых компаниях мира.

Как известно, освоение месторождений нефти и газа представляет собой непрерывный процесс, включающий различные этапы разведки и разработки. Каждый из них характеризуется определенной степенью изученности месторождения, а это в свою очередь определяет методический подход к анализу и оценке эффективности различных геолого-технических мероприятий (ГТМ) в рассматриваемых условиях.

В настоящее время, при разработке месторождений, повышению эффективности за счет применения различных новых технологий и ГТМ уделяется большое внимание. Все это в свою очередь ставит вопросы адекватного выбора наилучших методов, обеспечивающих должную технолого-экономическую эффективность в конкретных условиях, на одно из первых мест.

В настоящее время при необходимости расширения масштабов применения современных методов и технологий повышения нефтеотдачи, непременным является совершенствование научных основ разработки нефтяных месторождений. Выявление наиболее эффективных на данном этапе и развитие приоритетных методов увеличения нефтеотдачи – это процесс по сути непрерывный. На данном этапе разрабатываются методики,

ведутся и доводятся до совершенства расчеты эффективности применяемых технологий [1].

К настоящему времени накопилось большое количество исследований, свидетельствующих о большом интересе исследователей к данному вопросу.

Арсенал существующих и применяемых на практике видов ГТМ достаточно широк. Все мероприятия проводимые на скважинах по виду воздействия могут быть разделены на четыре вида: технические, ремонтные, МУН и интенсификация добычи нефти, ОПЗ.

Как показывает анализ литературы, с целью выбора наиболее эффективных ГТМ применяются различные модели для решения задач прогнозирования добычи нефти. Прогнозные показатели определяются сложившимися тенденциями добычи нефти и эффективностью планируемых ГТМ.

Современные исследования, в том числе совершенствования существующих подходов к оценке эффективности ГТМ, не исключают появление на свет и новых систем программирования автоматизации процесса оценки технологической эффективности применяемых методов повышения нефтеотдачи. Сюда следует отнести разработку программного комплекса EOR–Office, который представляет современный инструмент, предназначенный для автоматизации всего комплекса задач, стоящих перед специалистами отделов повышения нефтеотдачи пластов [2,3].

В течение всего периода развития нефтяной промышленности основным подходом к оценке технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий был и остается экстраполяционный. Суть экстраполяционных методов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), в т.ч. и методов повышения нефтеотдачи пластов (МПНП), состоит в построении базового уровня добычи нефти. Данная задача решается путем экстраполяции предыстории и сравнения полученных прогнозных данных с фактической добычей нефти при проведении ГТМ. Очевидно, что даже небольшие ошибки в построении базового уровня добычи приводят к неадекватной интерпретации эффективности видов МПНП, искаженному подбору и планированию оптимальных геолого-технических мероприятий [4].

В работе [5] отмечается, что в США для оценки эффективности третичных методов воздействия на пласт используются в основном кривые падения (изменения добычи нефти во времени).

Часто применяется зависимость: логарифм водонефтяного отношения (WOR) –накопленная добыча нефти.

Многолетний опыт применения характеристик вытеснения показывает, что каждая из них может использоваться в ограниченном временном интервале, и к каждому пласту необходимо подбирать свою характеристику. Кроме того, достоверность прогноза зависит от временного интервала в предпрогнозный период. Прогнозные показатели по характеристикам

вытеснения отличаются от фактических часто на 20% и более, а, так как дополнительная добыча нефти, как правило, составляет иногда 1-2%, точность прогноза имеет очень большое значение.

В [5] предлагается прогнозировать показатели разработки нефтяной залежи с использованием разработанной авторами квазитрехмерной математической модели, в которой применяются статистические показатели неоднородности продуктивного пласта. Вероятностно-статистические методы позволяют выявить основные критерии (показатели) количественной оценки геологического строения пласта. Показана точность расчета прогнозных показателей предлагаемой модели. Рассмотрена программа расчета эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи.

В работе [6] объектом прогноза являются скважины, кусты, участки, (группы скважин), цех, пласт, нефтегазодобывающее предприятие, и др., интервалы прогноза - месяц, квартал, год. В зависимости от характера и очередности планируемых мероприятий возникает необходимость проведения многовариантных расчетов, что в свою очередь требует соответствующего программмного обеспечения с применением современного математического аппарата.

В связи с этим в [6] рассмотрена технология расчетов прогнозных показателей, реализованная в интегральном программном комплексе (ИПК) «Баспро-аналитик»(разработка ЗАО «Аналитический центр СибИНКор») и применяемая в практике анализа показателей разработки месторождений Нижневартовского района.

Решение задач предполагает использование двух программных модулей:

- «Баспро-характеристики» - обеспечивает расчет базовой добычи при сложившейся системе разработки и оценку эффекта от проведенных ГТМ;
- «Баспро-прогноз» - рассчитывает прогнозную добычу нефти с учетом предполагаемого эффекта от планируемых ГТМ.

В работе [7] автор рассматривает некоторые вопросы, касающиеся выбора наиболее точных методов оценки геолого-технических мероприятий, а также приводит зависимости, отражающие возможные случаи дифференциации технологического эффекта метода повышения нефтеотдачи. По мнению автора прогнозирование эффекта (т.е. расчет ожидаемого эффекта) ГТМ, основанное на экстраполяции кривых фактической и базовой добычи нефти, с использованием методов характеристик может быть не всегда надежным. Это автор связывает со следующими причинами. По его мнению, при том, как продолжительность эффекта от применения некоторых видов ГТМ (например ГРП) колеблется в интервале 5-7 лет использование кривых обводнения для сравнительно долгосрочных прогнозов может быть надежным только при высокой обводненности, как правило превышающей 50-70%. При более низкой обводненности (на ранних стадиях) продолжительность прогноза не должна

превышать 3-6 месяцев. Однако многие виды ГТМ проводятся в безводных или малообводненных скважинах.

Также он отмечает, что при наличии представительной информации по падающей добыче нефти после проведения ГТМ (не менее 4-6 точек) является возможным надежная экстраполяция характеристик вытеснения. В этих условиях целесообразным может быть применение методов прогнозирования, основанных на использовании коэффициентов падения дебита нефти. Если информация по отборам нефти после проведения ГТМ не представительна, то можно применять коэффициенты падения отборов по другим скважинам с более продолжительным периодом эксплуатации после ГТМ.

Приведенный выше обзор свидетельствует о большом интересе исследователей к вопросу оценки эффективности ГТМ, разработке научно-обоснованных методических подходов, анализу и выбору наилучших вариантов решений, и тем самым еще раз подтверждает важность и актуальность поиска решений по повышению эффективности ГТМ.

Список использованной литературы

1. Мякинник Н. Повышение нефтеотдачи - основной резерв увеличения добычи. - Нефть России - № 8, - 2000.

2. Фахретдинов Р.Н., Каледин Ю.А., Житкова М.В. Потенциал современных информационных технологий при оценке эффективности методов увеличения нефтеотдачи. – Нефтяное хозяйство. - № 3. - 2001.

3. Фахретдинов Р.Н, Масленников Д.В. Программный комплекс EOR-Office Analyst Express (Новый "Analyst" для новых русских аналитиков). – Нефтяное хозяйство. - № 3. - 2001.

4. Казаков А.А. Методическое обеспечение единых подходов оценки эффективности методов ПНП. - Технологии ТЭК - № 2. - 2003.

5. Швецов И.А., Киселева Е.Ю., Ахмедов Б.Ф. Методики прогноза показателей разработки месторождений и оценки эффективности методов увеличения нефтеотдачи. – Нефтяное хозяйство. - № 7. - 2002.

6. Шпуров А. В., Пьянков В.Н., Клочков А.А., Бриллиант Л.С. Планирование эффективности геолого-технических мероприятий при прогнозировании добычи нефти. – Нефтяное хозяйство. - № 9. - 2000.

7. Казаков А.А. Некоторые замечания по поводу методов оценки технологической эффективности различных геолого-технических мероприятий . – Нефтяное хозяйство. - № 5. - 1999.

УДК 001.89: 622.276.43:678(574)

Испанбетов Т.К.
(*Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)*

Полимерное заводнение на месторождении Z: вызов и решение

Проект полимерного заводнения на месторождении Z – один из немногих действующих проектов по закачке полимерного раствора в качестве повышения нефтеотдачи на территории Казахстана. Положительный опыт применения технологии полимерного заводнения можно транспонировать на аналогичные зрелые месторождения с высокой обводненностью скважинной продукции, находящихся на поздней стадии разработки. Особую важность представляет собой мониторинг применения технология путем промысловых геофизических исследований и лабораторных испытаний. После более 4-х лет применения полимерного заводнения обводненность снижена более чем на 3% по сравнению с базовым сценарием. На месторождении Z в течении 3-х лет проводились опытно-промышленные испытания по закачке полимерного раствора в 2 нагнетательные скважины (37 реагирующих добывающих), по результатам которых было принято решение о расширении проекта до 6-ти нагнетательных скважин (64 реагирующих добывающих).

Опытно-промышленные испытания (ОПИ) технологии полимерного заводнения начаты в ноябре 2014 года закачкой полимерного раствора на нагнетательных скважинах №№11 и 55. В сентябре 2017 года в рамках расширения проекта ПЗ было подключено еще 4 скважины под закачку полимерного раствора и число реагирующих скважин увеличилось до 64. В целях оценки текущей технологической эффективности проведена оценка фактической дополнительной добычи, в том числе базовой добычи без проведения технологии ПЗ. По состоянию на 01.07.2019 г. дополнительная добыча нефти от ПЗ за 55 месяцев составила 100 000 т. Ниже представлен график разработки участка ПЗ (рисунок 1).

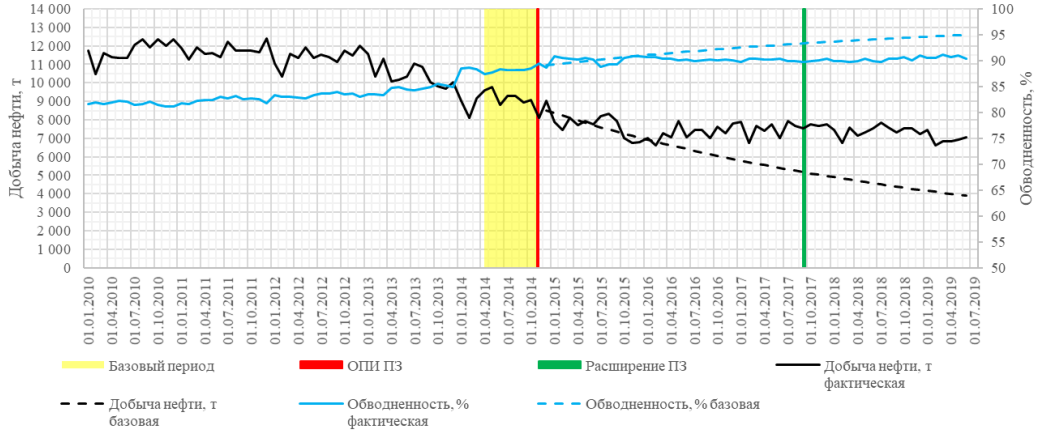


Рис. 1 – Динамика технологических показателей разработки участка полимерного заводнения

По опыту полимерного заводнения на месторождении Дацин при достижении значения прокачки порового объема 40% происходит наиболее значительное снижение обводненности, доля дополнительной добычи нефти составляет около 40% от всей, при прокачке от 40% до 70% порового объема происходит увеличение обводненности, но при этом доля дополнительной добычи нефти составляет 30% от всей. Таким образом, снижаются темпы прироста дополнительной добычи нефти, но не полная ее потеря. Ниже на рисунке 2 представлена зависимость обводненности от заполнения порового объема.

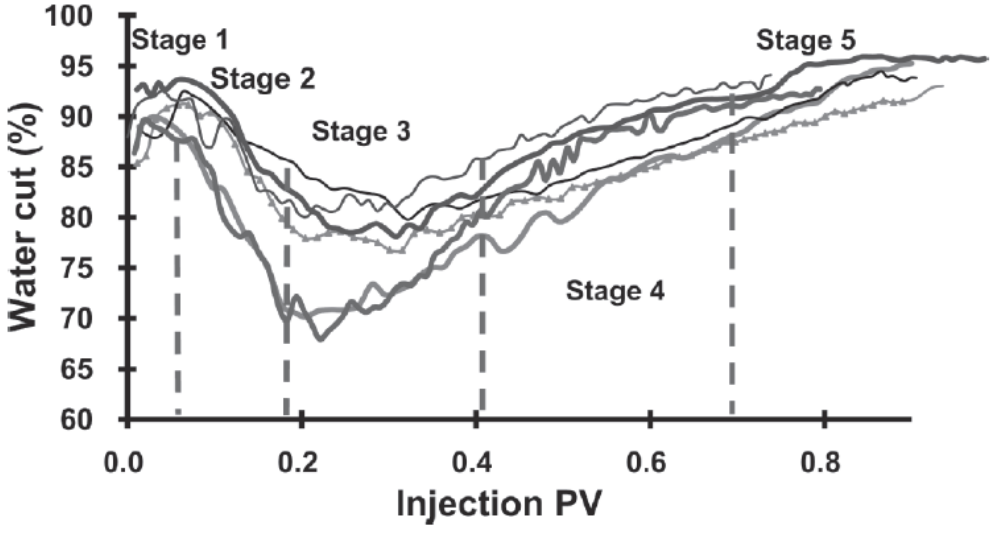


Рис. 2 – Зависимость обводненности от заполнения порового пространства на метсорождении Дацин

Стоит отметить, что по участку ПЗ на месторождении Z (6 скважин) заполненный полимерным раствором поровый объем на 01.07.2019 г. составляет 9.7%.

Заполнение порового объема на участке нагнетательных скважин №11 и №55 (рисунок 3) по состоянию на 01.07.2019 г. приведено в таблице 1.

Таблица 1 – Заполнение порового объема на участке скважин ОПИ

Скважина	Поровый объем, м3	Закачано полимерного раствора, м3	Заполненный полимером поровый объем, %
11	1 574 000	400 206	25.42
55	1 630 900	382 192	23.43

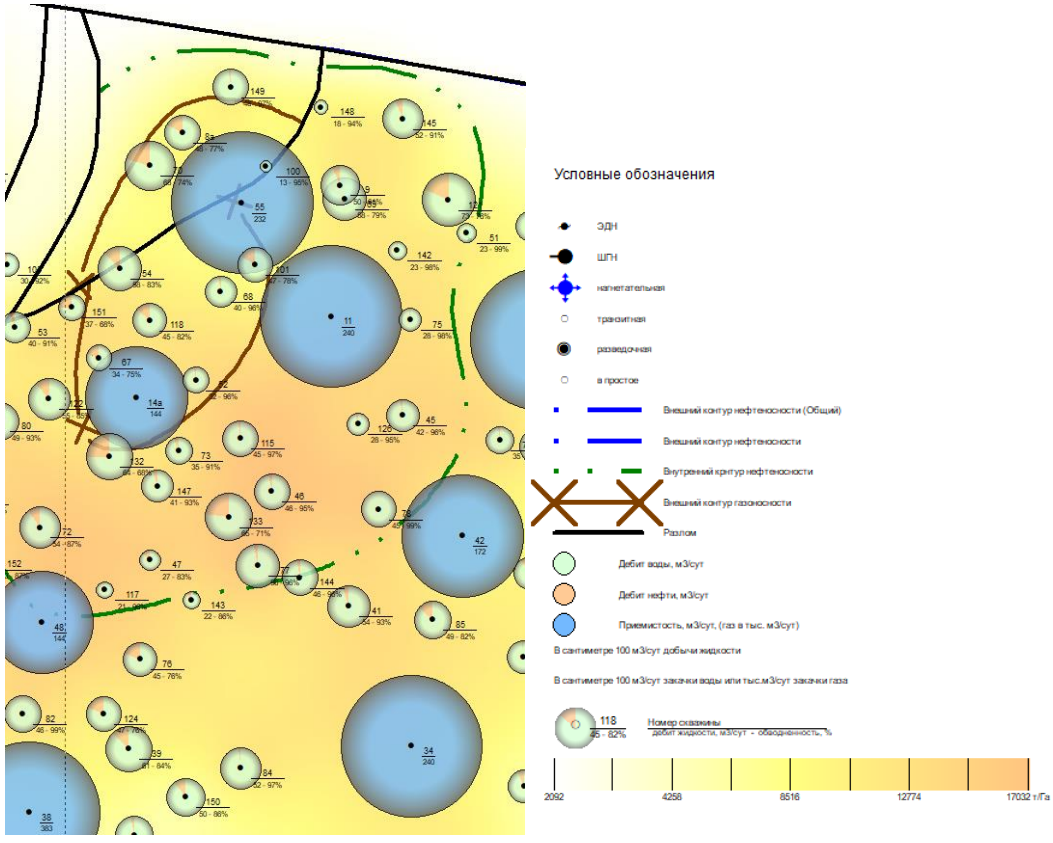


Рис. 3 – Участок ОПИ полимерного заводнения, карта текущих отборов

Ниже в таблице 2 приведены прогнозные расчеты по прокачке повроого объема на участке скважин №11 и №55. Из расчетов следует, что в 2020 году стоит ожидать максимального снижения обводненности продукции добывающих скважин на участке нагнетательных скважин №11 и №55.

Таблица 2 – Расчеты по заполнению порового объема на участке 2 скважин ОПИ

Скважины	11	55	11	55
Дата	Прокачанный поровый объем, $м^3$		Прокачанный поровый объем, %	
01.07.2019	407 956	389 942	25.9	23.9
01.08.2019	415 706	397 692	26.4	24.4
01.09.2019	423 206	405 192	26.9	24.8
01.10.2019	430 956	412 942	27.4	25.3
01.11.2019	438 456	420 442	27.9	25.8
01.12.2019	446 206	428 192	28.3	26.3
01.01.2020	453 956	435 942	28.8	26.7
01.02.2020	461 206	443 192	29.3	27.2
01.03.2020	468 956	450 942	29.8	27.6
01.04.2020	476 456	458 442	30.3	28.1
01.05.2020	484 206	466 192	30.8	28.6
01.06.2020	491 706	473 692	31.2	29.0
01.07.2020	499 456	481 442	31.7	29.5
01.08.2020	507 206	489 192	32.2	30.0
01.09.2020	514 706	496 692	32.7	30.5
01.10.2020	522 456	504 442	33.2	30.9
01.11.2020	529 956	511 942	33.7	31.4
01.12.2020	537 706	519 692	34.2	31.9

Одним из вызовов в процессе реализации технологии ПЗ является оптимизация затрат. Один из возможных вариантов – снижеие количества химического реагента путем уменьшения целевой концентрации. Согласно данным лабораторных исследований, проведенных перед началом опытно-промышленных работ в 2014 году, вязкость выбранного полимера FP 5205 при концентрации 2000 ppm составялет 20 сП (рисунок 4), что при вязкости пластовой нефти 20 сП создает коэффициент мобильности, равный 1, когда вязкости вытесняющего и вытесняемого агентов равны.

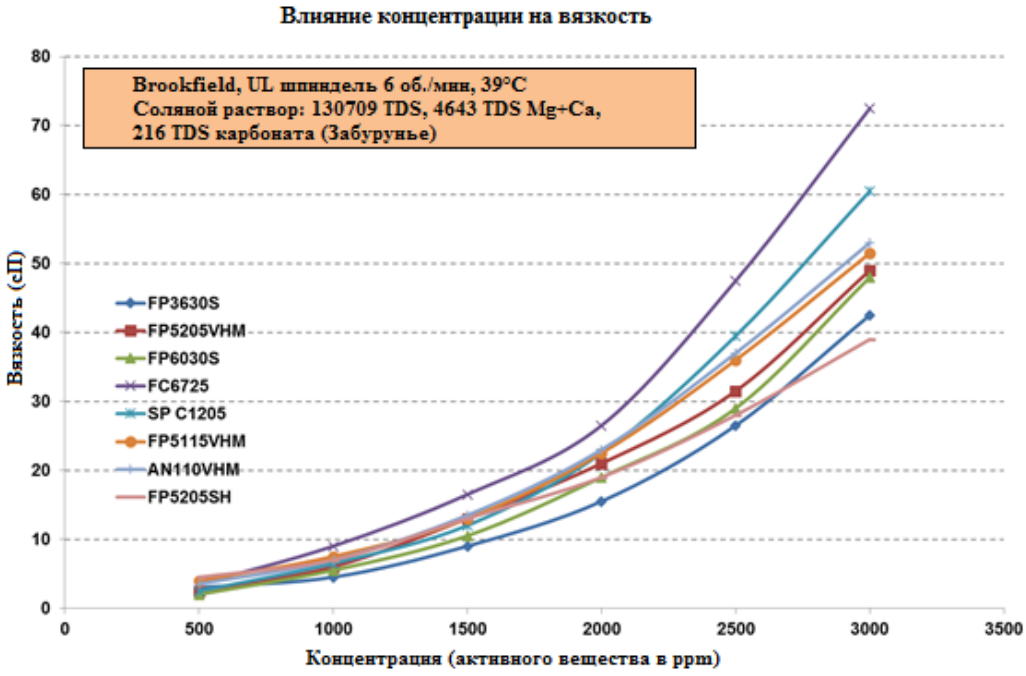


Рис. 4 – Зависимость вязкости полимерного раствора от концентрации

В случае необходимости оптимизации затрат на реализацию технологии ПЗ, возможен вариант снижения концентрации полимера до 1300 ppm для создания раствора вязкость 10 сП (в 2 раза ниже текущей). Расчеты приведена в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Расчет расхода полимера на 2019 год

Дата	Концентрация полимера	Вязкость полимерного раствора	Расход сухого полимера в месяц	Накопленный расход сухого полимера
	ppm	сП	т	т
янв.19	1950	20	69 639	69 639
фев.19	1950	20	64 019	133 658
мар.19	1950	20	68 998	202 656
апр.19	1950	20	63 943	266 599
май.19	1950	20	61 681	328 280
июн.19	1950	20	62 032	390 313
июл.19	1950	20	70 468	460 781
авг.19	1950	20	70 468	531 249
сен.19	1950	20	68 195	599 444
окт.19	1950	20	70 468	669 913
ноя.19	1950	20	68 195	738 108
дек.19	1950	20	70 468	808 576

Таблица 4 – Расчет расхода полимера на 2020 год

Дата	Концентрация полимера	Вязкость полимерного раствора	Расход сухого полимера в месяц	Накопленный расход сухого полимера
	ppm	сП	т	т
янв.20	1300	10	46 979	46 979
фев.20	1300	10	43 948	90 927
мар.20	1300	10	46 979	137 906
апр.20	1300	10	45 463	183 369
май.20	1300	10	46 979	230 348
июн.20	1300	10	45 463	275 812
июл.20	1300	10	46 979	322 791
авг.20	1300	10	46 979	369 769
сен.20	1300	10	45 463	415 233
окт.20	1300	10	46 979	462 212
ноя.20	1300	10	45 463	507 675
дек.20	1300	10	46 979	554 654

По результатам расчетов, при снижении концентрации полимера до 1300 ppm и, соответственно, снижения вязкости полимерного раствора в два раза до 10 сП. При снижении целевой вязкости в 2 раза достигается снижение затрат на полимерное заводнение на 31%, однако надо понимать, что такие действия могут привести и к снижению дополнительной добычи нефти от полимерного заоднения.

В процессе реализации технологии ПЗ встречается много вызовов, в том числе экономических и технологических. Их решение позволяет усовершенствовать подходы к реализации самой технологии и получения опыта для будущих проектов.

Список использованной литературы

1. D. Wang, R.S. Seright, Zh. Shao, J. Wang, Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oil Field, 2008. SPE 109682.

УДК 001.89:542.952.6(574)

Маликова Н.М., Измаилова А.Ж.

(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)

Влияние агрессивных компонентов в воде на реологические свойства полимеров на примере месторождения В.Молдабек

Полимеры - это высокомолекулярные вещества с молекулярной массой от нескольких тысяч до нескольких миллионов. Свойства полимеров во многом обусловлены не только молекулярной массой, но и химическим составом звеньев, пространственной конфигурацией молекул, степенью разветвленности молекул, типом связей между молекулами, способом производства полимера. В зависимости от всех этих параметров свойства полимеров могут различаться очень сильно [1].

Оригинальной особенностью водорастворимых полимеров является способность снижать подвижность в пористой среде в большей степени, чем следовало бы ожидать при вязкости раствора, замеренной стандартным методом. Это означает, что существенного снижения подвижности закачиваемой воды требуется лишь добавка полимера. Именно это свойство водорастворимых полимеров оказалось решающим при выборе загустителей для увеличения нефтеотдачи [2,3]. Однако, агрессивные компоненты в составе закачиваемой воды влияют на физико-химические свойства полимера.

В данной статье подробно рассматриваются влияние тех самых агрессивных компонентов на реологические свойства полимеров.

В качестве объектов исследования были взяты закачиваемая вода участка Восточный Молдабек месторождения Кенбай, который находиться на третьей стадии разработки при которой внедряют третичные методы для увеличения нефтеотдачи.

При подборе полимеров на месторождении было замечено влияние агрессивных компонентов, таких как растворенное железо, механические примеси в воде на реологию полимеров.

*Растворенное железо***.** Содержание железа (Fe^{3+} и Fe^{2+}) составляло 2,14 мг/л и 3,92 мг/л соответственно, при приготовлении раствора полимера в день отбора проб отмечены пониженные значения вязкостей. Также по истечении 2-х и более дней вязкость заметно возрастала (таблица 1).

По полученным результатам вязкости и градиента скорости сдвига были построены зависимости.

Таблица 1 – Реология полимера марки FLOPAAM 5205 VHM AL-888 с концентрации 2000 и 5000 ppm при 25°C с агрессивным компонентом Fe

№ п/п	Скорость сдвига	Вязкость, мПа*с при концентрации ppm			
		2000		5000	
		без Fe	с Fe	без Fe	с Fe
1.	0,61	33,7	32,67	598,64	412,4
2.	7,34	24,1	23,5	167,34	149,5
3.	24,40	18,9	17,4	86,96	83,17
4.	61,0	13,7	13,6	58,02	54,79
5.	150,0	11,7	11,65	45,72	41,33

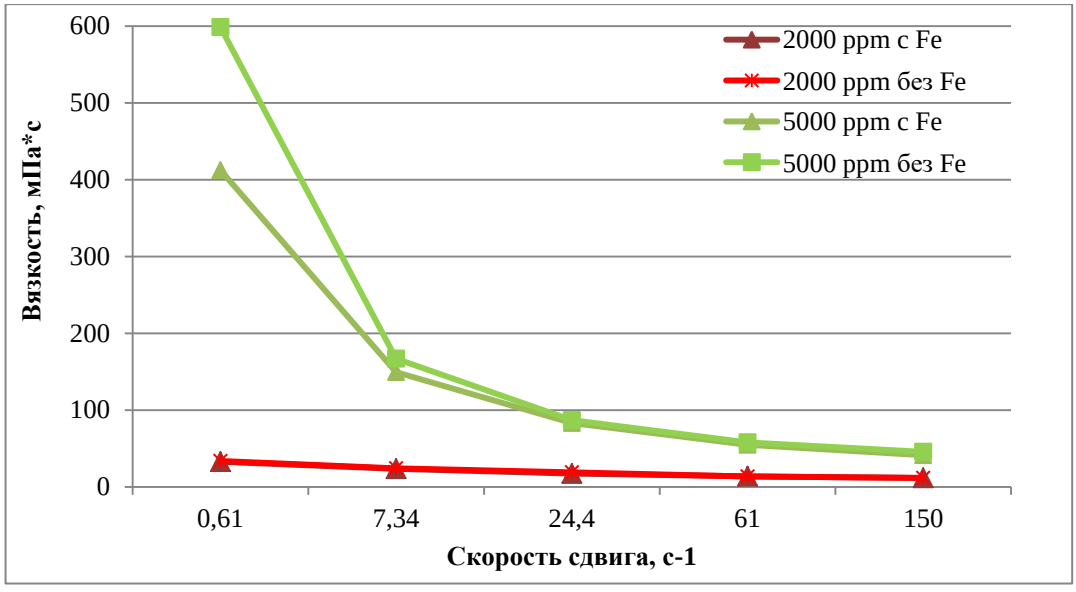


Рис. 1 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с влиянием агрессивного компонента Fe

На рисунке 1 предоставлен график зависимости вязкости растворов полимеров с концентрациями 2000 ppm и 5000 ppm, приготовленные на воде имеющие в своем составе Fe. Для сравнения были взяты пробы вод без Fe. Присутствие железа в обеих концентрациях показывают снижение вязкости.

Механические примеси. При поступлении вод в лабораторию пробы воды были с высоким содержанием механических примесей. Для эксперимента было решено профильтровать пробу предварительно и проанализировать влияние механических примесей на реологию полимера. Таким образом, были получены результаты с присутствием механических примесей и без механических примесей после фильтрования (таблица 2).

Таблица 2 – Реология полимера марки FLOPAAM 5205 VHM AL-888 с концентрации 2000 и 5000 ppm при 25°С с агрессивным компонентом мех. примесей

№ п/п	Скорость сдвига	Вязкость, мПа*с при концентрации ppm			
		2000		5000	
		с мех. примесей	без мех. примесей	с мех. примесей	без мех. примесей
1.	0,61	32,67	38,68	412,4	557,32
2.	7,34	23,5	26,78	149,5	166,28
3.	24,40	17,4	18,88	83,17	87,6
4.	61,0	13,6	14,34	54,79	58,72
5.	150,0	11,65	13,14	41,33	50,38

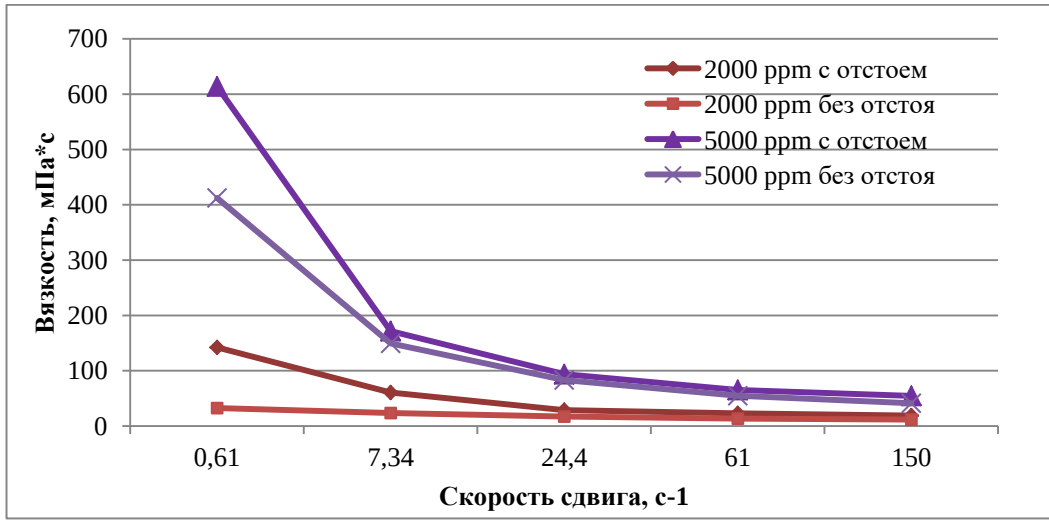


Рис. 2 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с агрессивным компонентом мех. примесей

Из рисунка 2 приведена разница вязкостей, между растворами, которые прошли фильтрацию и без фильтрации. Данная разница обусловлена содержанием механических примесей в воде, которые в свою очередь очень влияют на очень важный параметр полимера - вязкость.

При разработке месторождений одним из важных факторов является экономическая рентабельность. Для получения полимера с необходимой вязкостью использование фильтров на месторождении повысит стоимость проекта, таким образом, в лаборатории решили провести испытания с предварительным отстоем воды в течение 2-х часов, после пробу воды

аккуратно сливали, не затрагивая нижний осадок, далее приготавливали раствор полимера.

На рисунке 3 предоставлен график зависимости вязкостей растворов от скорости сдвига с предварительным отстоем и без предварительного отстоя вод.

Таблица 3 – Реология полимера марки FLOPAAM 5205 VHM AL-888 с концентрации 2000 и 5000 ppm при 25^{0}С с предварительным отстоем

№ п/п	Скорость сдвига	Вязкость, мПа*с при концентрации ppm			
		2000		5000	
		без отстоя	с отстоем	без отстоя	с отстоем
1.	0,61	32,67	142,34	412,4	613,89
2.	7,34	23,5	60,65	149,5	171,68
3.	24,40	17,4	28,71	83,17	93,96
4.	61,0	13,6	22,98	54,79	65,25
5.	150,0	11,65	19,1	41,33	54,55

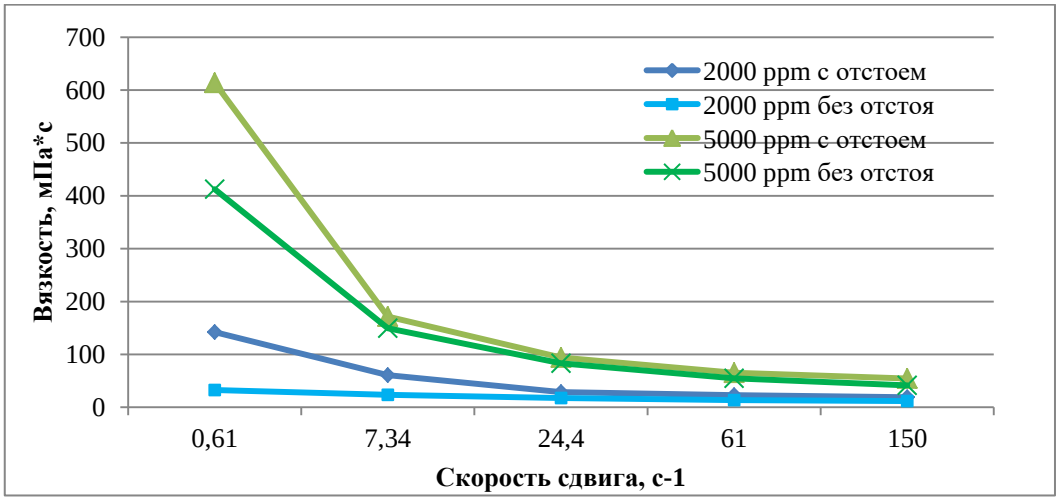


Рис. 3 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с предварительным отстоем

В целях изучения различных потерь вязкостных свойств полимеров, приводящих к ухудшению их технологических свойств, в ряд лабораторных исследований включили испытания с влиянием оборотов перемешивания. Из нижеуказанного графика видно, что обороты воздействуют таким образом, что при повышение их во время приготовления, вязкость значительно уменьшается.

Таблица 4 – Реология полимера марки FLOPAAM 5205 VHM AL-888 с концентрации 2000 и 5000 ppm при 25°С с влиянием оборотов

№ п/п	Скорость сдвига	Вязкость, мПа*с при концентрации ppm			
		2000		5000	
		150 об/мин	400 об/мин	150 об/мин	400 об/мин
1.	0,61	33,7	15,36	598,64	174,52
2.	7,34	24,1	12,23	167,34	102,49
3.	24,40	18,9	10,94	86,96	65,1
4.	61,0	13,5	9,7	58,02	44,42
5.	150,0	11,7	8,7	45,72	31,34

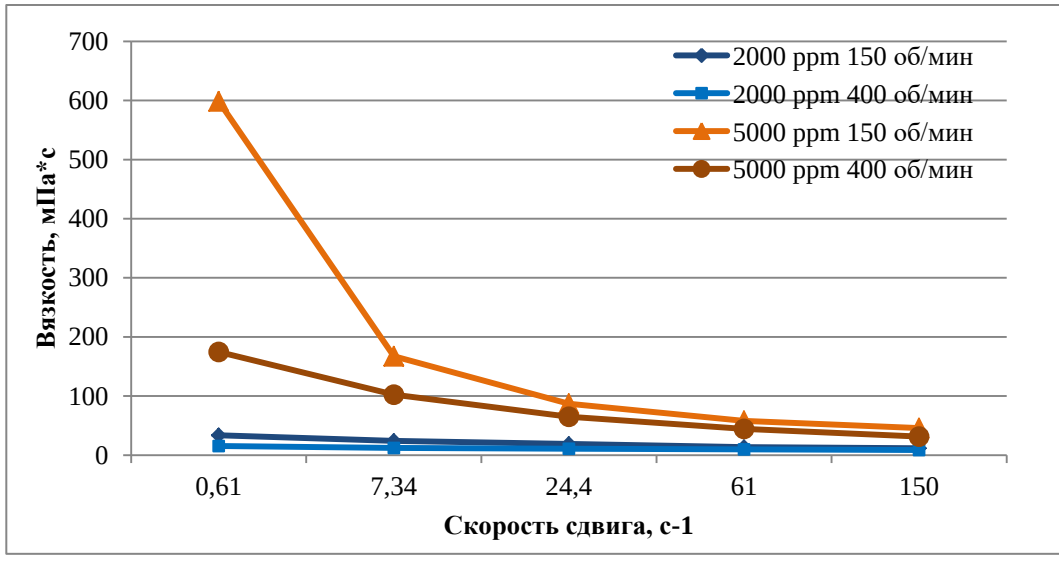


Рис. 4 – Зависимость вязкости от скорости сдвига с влиянием оборотов

Выводы

Анализ экспериментальных результатов позволяет заключить, что содержания железа (Fe^{3+} и Fe^{2+}) в закачиваемой воде понижает вязкость водорастворимого полимера.

Существенное понижение вязкости также наблюдается в пробах вод, в составе которых содержатся механические примеси.

Предварительный отстой исследуемой воды позволяет добиться повышенного результата вязкости полимерных растворов по сравнение с той же водой без предварительного отстоя.

Высокие обороты при перемешивании могут привести к механической и химической типам деструкции, что характеризуется снижением вязкости полимеров.

Таким образом, выявлено влияния агрессивных компонентов на реологические свойства полимеров.

Список использованной литературы

1. Рейнер М. Реология. - М.: Наука. - 1965.
2. Виноградов Г. В., Малкин А. Я. Реология полимеров. - М.: Химия. - 1977.
3. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара: 2002. – 392 с.

УДК 001.89:622.241.83(574.12)

***Уразаков К.Р.**, д.т.н., профессор (УГНТУ, г. Уфа, РФ)*
***Нурташев А.Т.** (АО «НИПИнефтегаз»)*

Оптимизация забойного давления добывающих скважин XIV горизонта месторождения Узень, эксплуатируемых механизированным способом с применением установок скважинных штанговых насосов

Месторождение Узень, приурочено к юрской антиклинальной структуре размером 10×40 км. В процессе разведки на месторождении было выделено 13 продуктивных горизонтов с XIII по XXV. XIV горизонт является одним из двух крупных горизонтов месторождения Узень, действующий добывающий фонд которых составляет 31 % от общего. Промышленно продуктивными коллекторами на месторождении служат песчаники и алевролиты.

В настоящее время, месторождение находится на поздней стадии разработки, характеризующейся высокой обводнённостью продукции и ежегодным уменьшением добычи нефти.

В проекте разработки месторождения Узень рекомендовано вести эксплуатацию при забойном давлении в следующих пределах [1]:

$$P_{заб} = (0{,}75 - 1) \times P_{нас} \ , \qquad (1)$$

где $P_{заб}$ – забойное давление, МПа; $P_{нас}$ – давление насыщения, МПа.

На рисунке 1 представлен график распределения забойного давления по скважинам XIV АО «Озенмунайгаз». Давление насыщения XIV горизонта

равен 7 МПА. В зоне (1) оптимального забойного давления работают лишь 34 % фонда скважин, остальные 66 % требуют оптимизации.

Для обоснования оптимального забойного давления добывающих скважин XIV горизонта месторождения Узень, эксплуатируемых механизированным способом с применением установок скважинных штанговых насосов (УСШН), было проведено промыслово-гидродинамическое исследование скважин (ГДИС) методом установившихся отборов (МУО).

Классическое исследование скважин при установившихся режимах фильтрации основано на предположении, что дебит и забойное давление на каждом режиме работы пласта остается практически постоянным. Данный метод исследования скважин отличается простотой осуществления исследования и методики обработки полученных результатов. Сущность исследований заключается в том, что на различных режимах работы скважины замеряют дебит и забойное давление.

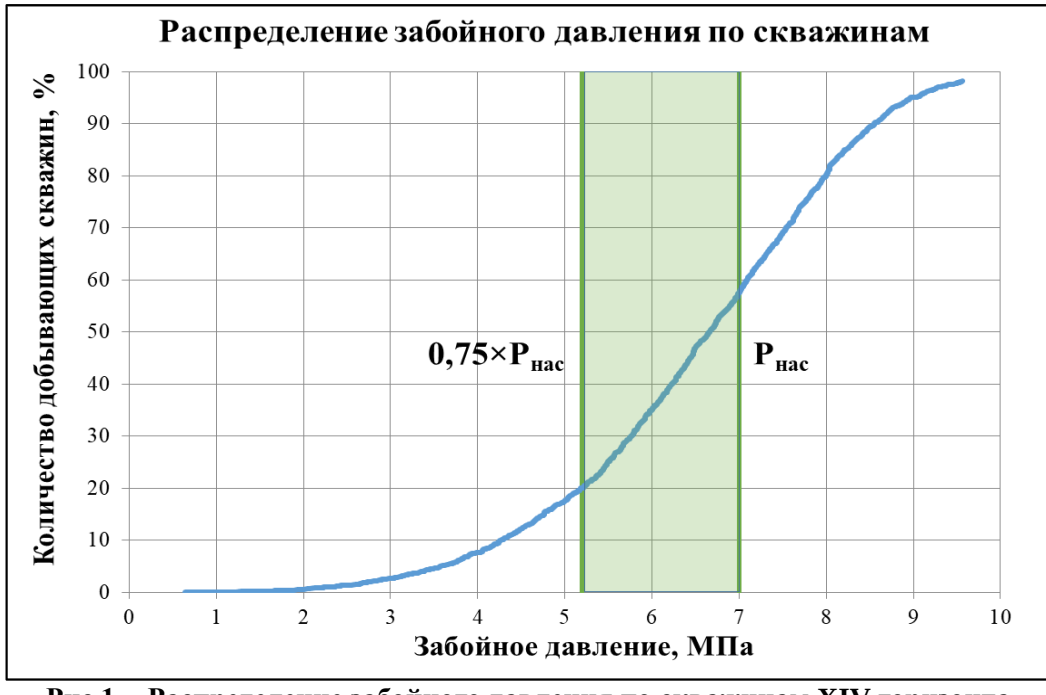


Рис.1 - Распределение забойного давления по скважинам XIV горизонта месторождения Узень

Как известно, на месторождении значительная часть (95%) добывающих скважин эксплуатируется механизированным способом (УСШН). Для снижения или увеличения забойного давления УСШН изменялись такие параметры, как число качаний балансира, длина хода устьевого штока, диаметр погружного насоса и глубина подвески насоса.

В настоящее время при расчете скважин, работающих при забойном давлении ниже давления насыщения, широко используются результаты исследования Вогеля [2]. При разработке месторождений методом заводнения пластовое давление, как правило, поддерживается выше давления насыщения, т.е. скважины работают в режиме локального разгазирования, когда газ в свободном виде выделяется только в некоторой области вблизи скважины. Для определения дебита скважины в условиях локального разгазирования предложено использовать композитную модель, при построении которой используют следующие предположения:

$$Q_{жид} = \begin{cases} K(P_{пл} - P_{заб}),\ P_{пл} > P_{заб} \\ K(P_{пл} - P_{нас}) + \frac{KP_{нас}}{1{,}8}\left[1 - 0{,}2(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}) - 0{,}8(\frac{P_{заб}}{P_{нас}})^2\right],\ P_{нас} > P_{заб} \end{cases}, \quad (2)$$

где $Q_{жид}$ – дебит жидкости; K – коэффициент продуктивности скважины; $P_{пл}$ – пластовое давление; $P_{заб}$ – забойное давление; $P_{нас}$ – давление насыщения.

Расчет максимально возможных отборов жидкости из скважины определяется условиями совместной работы системы [3]:

$$\begin{cases} Q_{пл} = f(K, P_{пл}, P_{заб}, P_{нас}) \\ Q_n = g(H, \Delta l, q, \eta) \end{cases}, \quad (3)$$

где $Q_{пл}$ – приток жидкости из пласта; Q_n – фактическая подача насоса; K – коэффициент продуктивности; H – глубина спуска насоса; Δl – удлинение ствола скважины в месте подвески насоса (для наклонных скважин); q – теоретическая подача насоса; η – коэффициент подачи насоса.

Для решения системы уравнения, по результатам проведенных работ, разработана методика расчета коэффициента продуктивности скважин неоднородных по проницаемости коллекторов на базе двух новых формул. Первая – корреляция, модифицированная формула Вогеля адаптированная к месторождению Узень, вторая – эмпирическая, на основе статистической информации, названная авторами Альфа-модель:

$$\begin{cases} Q_{пл} = K_0(P_{пл} - P_{нас}) + 0{,}8\left(K_0\frac{P_{нас}}{3{,}6}\right)\left(1 - (\frac{P_{заб}}{P_{нас}})^6\right) \\ Q_n = \frac{Q_T P_{пр}}{0{,}1\alpha + \beta P_{пр}} \end{cases}, \quad (4)$$

где K_0 – коэффициент продуктивности соответствующий $P_{заб}=P_{нас}$; Q_T – теоретическая подача насоса; $P_{пр}$ – давление на приеме насоса; α, β – эмпирические коэффициенты, индивидуальные для каждого месторождения.

Система уравнение позволяет получить уравнение для определения забойного давления в виде полинома седьмой степени [4]:

$$AP_{заб}^7 + BP_{заб}^6 + C(Q_T)P_{заб} + D(Q_T) = 0, \quad (5)$$

где коэффициенты, определяются согласно выражениям:

$$\begin{cases} A = 0{,}8(\frac{K_0\beta}{3{,}6P_{нас}^5}) \\ B = \frac{0{,}8K_0\beta}{3{,}6P_{нас}^5}(0{,}1\alpha - \beta(P_{пл} - P_{заб})) \\ C = Q_T - K_0\beta(P_{пл} - P_{нас} + 0{,}8(\frac{P_{нас}}{3{,}6})) \\ D = -K_0(0{,}1\alpha - \beta(P_{пл} - P_{заб}))(P_{пл} - P_{нас} + 0{,}8(\frac{P_{нас}}{3{,}6})) - (P_{пл} - P_{заб})Q_T \end{cases} \quad (6)$$

Решение нелинейного параметрического уравнения (6) относительно забойного давления производится численно итеративным методом. В отличие от графоаналитического метода решения совместного уравнения (3), предлагаемый алгоритм позволяет производить прямой расчет величины установившегося забойного давления и прогнозного дебита скважины в зависимости от выбранного технологического режима.

Результаты, полученные по модифицированной формуле Вогеля, наилучшим образом описывают характер зависимости дебита нефти скважины от забойного давления ниже давления насыщения XIV горизонта месторождения Узень.

На рисунке 2 представлены результаты расчетов по модифицированной формуле индикаторные диаграммы, построенные по результатам исследований. По своей форме в области забойного давления выше давления насыщения они являются прямолинейными, ниже давления насыщения – искривляются в сторону оси давлений. Изменение характера индикаторной диаграммы с появлением вертикального линейного участка указывает на то, что дальнейшее снижение забойного давления не приводит к росту дебита скважины, т.е. точка, соответствующая началу вертикального участка, является критической, ограничивающей дальнейшее снижение забойного давления. Коэффициент продуктивности скважины с началом вертикального участка резко снижается.

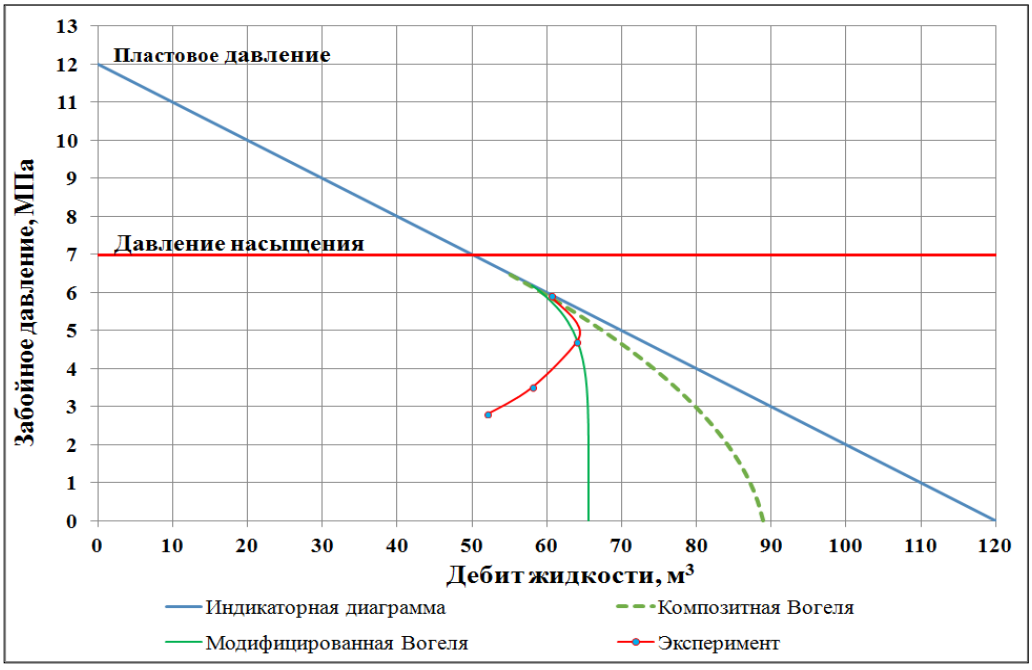


Рис. 2 - Расчетная кривая притока

Коэффициент продуктивности при давлениях ниже давления насыщения определяется по формуле:

$$K = \frac{dQ}{dP_{заб}} = \frac{4K_0}{3}\left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right)^5 = K_0\varepsilon(P_{заб}) \ , \qquad (7)$$

где ε – безразмерный коэффициент, численно равный отношению коэффициента продуктивности при забойном давлении ниже давления насыщения к коэффициенту продуктивности при забойном давлении выше давления насыщения.

Для практических расчетов допускаемое снижение продуктивности скважины можно определить из условия $\varepsilon_{min} = 0{,}1$. С учетом данного критерия для XIV горизонта месторождения Узень (7) можно получить рекомендуемое минимальное допускаемое забойное давление:

$$P_{заб} = 0{,}62 \times P_{нас} \qquad (8)$$

Нахождение эмпирических коэффициентов Альфа-модели основано на статистической информации. Аппроксимация производится одним из базовых методов регрессионного анализа – методом наименьших квадратов, при этом аппроксимирующие функции разделяются по дебиту скважины. Для каждого интервала дебита, подбирается своя аппроксимирующая функция:

$$e^x = \sum_{i=1}^{N} e_i^2 = F(\alpha,\beta) = \sum_{i=1}^{N}\left(\eta_i - \frac{P_{npi}}{0{,}1\alpha - \beta P_{npi}}\right)^2 = min \qquad (9)$$

Задача сводится к нахождению минимума функции двух переменных, для чего мы находим частные производные функции F по переменным α, β и приравниваем их к нулю:

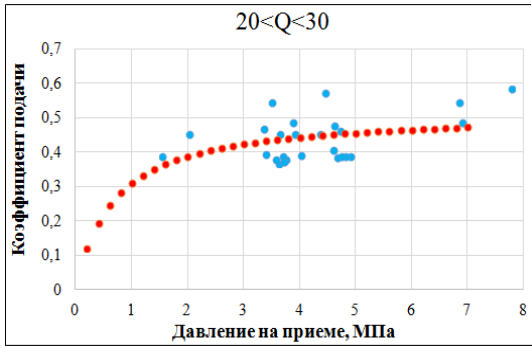
$$\begin{cases} \frac{F(\alpha,\beta)}{\alpha} = 2\sum_{i=1}^{N}\left(\eta_i - \frac{P_{npi}}{0{,}1\alpha-\beta P_{npi}}\right)\left(-\frac{0{,}1P_{npi}}{(0{,}1\alpha-\beta P_{npi})^2}\right) = 0 \\ \frac{F(\alpha,\beta)}{\beta} = 2\sum_{i=1}^{N}\left(\eta_i - \frac{P_{npi}}{0{,}1\alpha-\beta P_{npi}}\right)\left(-\frac{P_{npi}^2}{(0{,}1\alpha-\beta P_{npi})^2}\right) = 0 \end{cases} \quad (10)$$

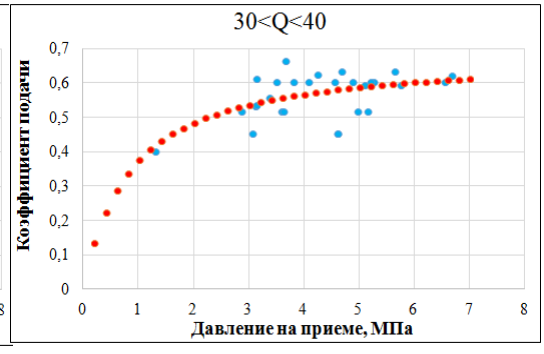
В таблице 1 приведены расчетные адаптационные коэффициенты для X1V горизонта месторождения Узень.

Таблица 1. Эмпирические коэффициенты XIV горизонта месторождения Узень

Дебит скважины, м^3/сут	Коэффициент α	Коэффициент β
Q ≤ 10	41	2,76
10 < Q ≤ 20	36	2,18
20 < Q ≤ 30	13	1,94
30 < Q ≤ 40	12	1,46
40 < Q ≤ 60	4	1,34
Q ≥ 60	3	1,20

На рисунке 3 показано, как меняется характер аппроксимирующих функций при увеличении дебита скважины. Как видно из графиков, с ростом дебита при прочих равных условиях растет и величина коэффициента подачи.





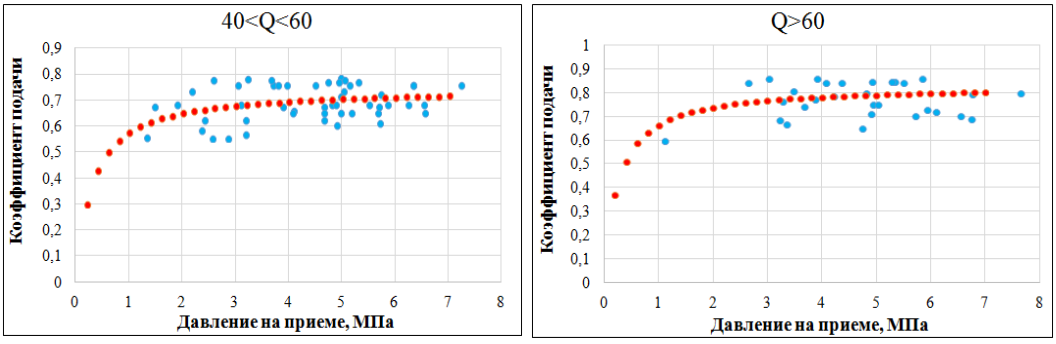


Рис. 3 - Аппроксимирующие функции при различных дебитах скважин XIV горизонта месторождения Узень

С целью повышения точности расчетов предлагается использовать полуэмпирическую модель, отражающую во внутрискважинной системе процессов, обуславливающие потери подачи насоса. В целом подача штангового насоса имеет следующий вид:

$$\begin{cases} Q = Q_m - Q_m K_L - Q_m K_{pг} - Q_m K_Г(Г) - q_y(p) \\ K_Г(Г) = Г^A \\ \eta = K_0 - Г^A - B\dfrac{p}{Q_m} \end{cases}, \qquad (11)$$

где Q_m – теоретическая подача штангового насоса; K_L – коэффициент потери подачи из-за деформации насосных штанг (потеря длины хода); $K_Г(Г)$ – коэффициент потери из-за свободного газа на приеме; $q_y(\Delta p)$ – суточный объем суммарных утечек; A – положительный коэффициент; B – коэффициент, учитывающий потери подачи от перепада давлений; K_0 – коэффициент подачи соответствующий нулевому перепаду давлений и отсутствию свободного газа на приеме.

Коэффициенты аппроксимирующей функции определяются аналогичным образом (9). Метод наименьших квадратов для зависимости вида по выбранной группе из N скважин сводится к нахождению минимума функции трех переменных F(K_0, A, B), для чего находим частные производные функции F по каждой из переменных и приравниваем их к нулю:

$$\begin{cases} \dfrac{F}{K_0} = 2\sum_{i=1}^{N}\left(\eta_i - K_0 - Г_i^A - B\dfrac{P_i}{Q_{Ti}}\right) = 0 \\ \dfrac{F(K_0,A,B)}{A} = 2\sum_{i=1}^{N}\left(\eta_i - K_0 - Г_i^A - B\dfrac{P_i}{Q_{Ti}}\right)\left(Г_i^A ln Г_i\right) = 0 \\ \dfrac{F(K_0,A,B)}{B} = 2\sum_{i=1}^{N}\left(\eta_i - K_0 - Г_i^A - B\dfrac{P_i}{Q_{Ti}}\right)\left(\dfrac{P_i}{Q_{Ti}}\right) = 0 \end{cases}, \qquad (12)$$

Решение системы (12) относительно переменных K_0, A, B дает искомое значение эмпирических коэффициентов. В таблице 2 представлены коэффициенты для XIV горизонта месторождения Узень.

Таблица 2. Адаптационные коэффициенты XIV горизонта месторождения Узень

Дебит скважины, $м^3$/сут	Коэффициент K_0	Коэффициент A	Коэффициент B
$Q \leq 10$	0,28	1,87	0,22
$10 < Q \leq 20$	0,39	1,40	0,28
$20 < Q \leq 30$	0,48	1,65	0,32
$30 < Q \leq 40$	0,60	1,68	0,38
$40 < Q \leq 60$	0,68	1,76	0,67
$Q \geq 60$	0,77	1,78	0,82

Результаты обработки данных по скважинам месторождения Узень с помощью анализа по зависимости (12) представлены графически на рисунке 4.

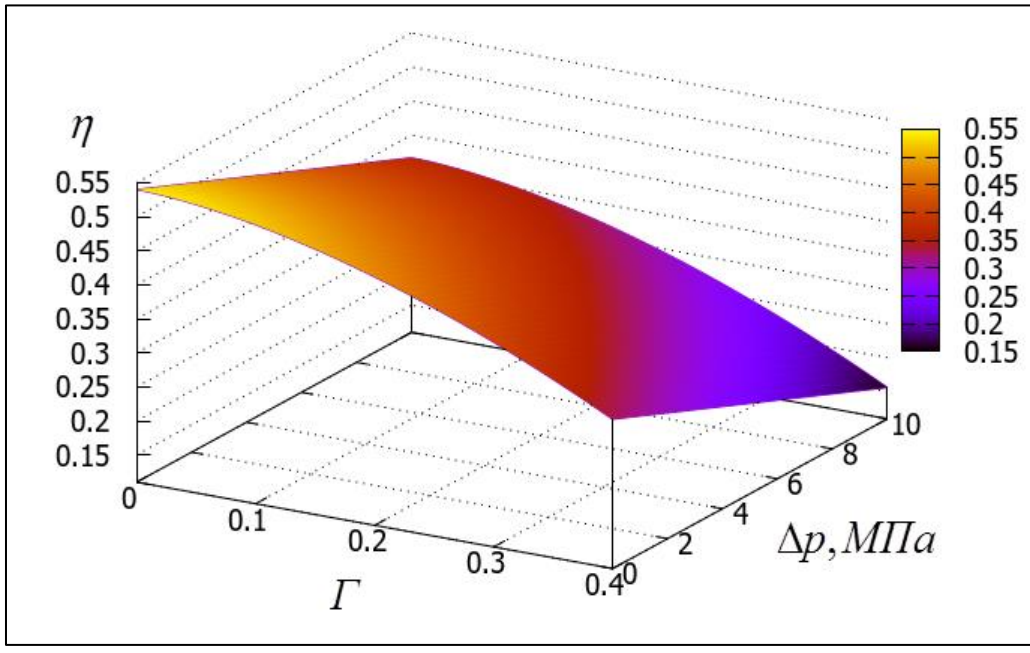


Рис. 4 - Зависимость коэффициента подачи насоса от газосодержания на приеме и перепада давления для Аппроксимирующие XIV горизонта месторождения Узень

Результаты промысловых экспериментов, проведенных на скважинах XIV горизонта месторождения Узень направленных на решение задачи оптимизации забойного давления, подтвердили адекватность представленной математической модели. Верификация результатов, полученных расчетным путем, сопоставлением с промысловыми данными показала, что относительная ошибка определения технологических параметров не превышает 8 %.

На рисунке 5 представлены результаты расчетов по Альфа-модели и полуэмпирической модели на различных диаметрах штанговых насосов.

Модели согласуются между собой и позволяют с высокой степенью точностью прогнозировать величину установившихся технологических параметров работы скважины при совместной работе пласта и насосной установки.

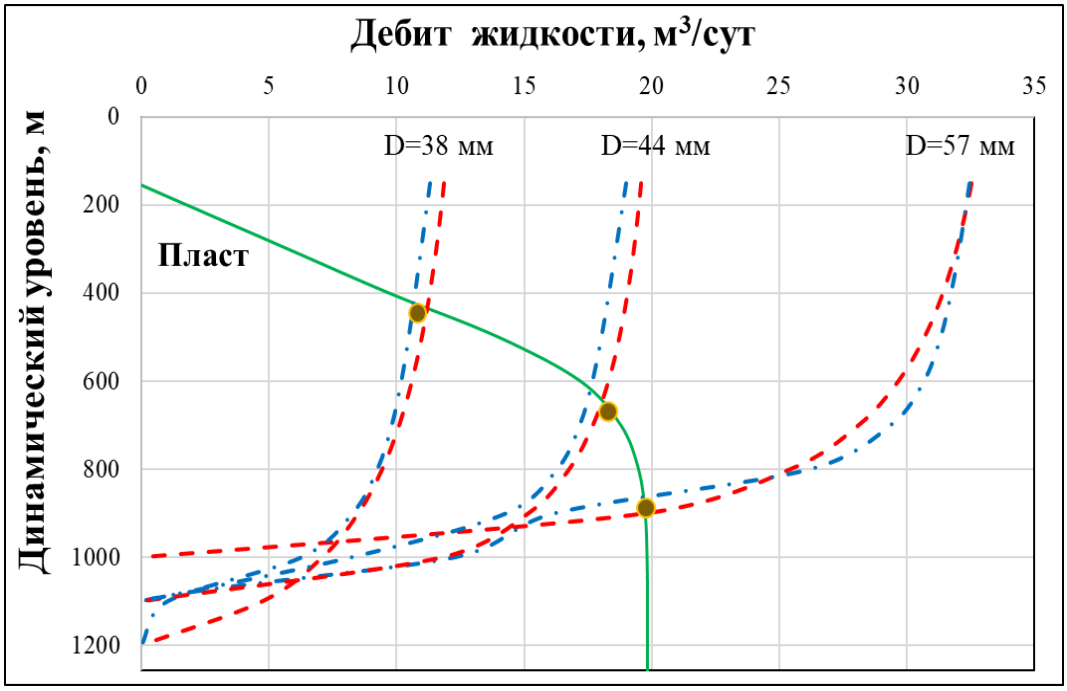


Рис. 5 - Совместная работа пласта и насосной установки

Выводы

1. Обоснован расчетный метод определения минимального рекомендуемого забойного давления при эксплуатации скважин ШГН XIV горизонта месторождения Узень.

2. Представлены эмпирическая и полуэмпирическая модели расчета коэффициента подачи скважинного штангового насоса, адаптированные для месторождения Узень и апробированные на практике, базирующиеся на статистической обработке промысловых данных по скважинам месторождения.

3. Предложена методика расчета оптимального технологического режима скважин XIV горизонта месторождения Узень, базирующаяся на критерии максимизации дебита скважины.

4. Проведенные исследования показали, что на месторождении Узень имеются резервы увеличения добычи нефти снижением забойного давления ниже давления насыщения.

Список использованной литературы

1. Проект разработки месторождения Узень по состоянию 01.01.2017 г. / Отчет НИР АО «КазНИПИмунайгаз», – Актау. - 2007.
2. Vogel J.V. Inflow Performance Relationships for Solution Gas Drive Wells / J.V. Vogel // 1968.
3. Справочник по добыче нефти // Уразаков К.Р., Здольник С.Е., Нагуманов М.М. и др. – М.: Недра. – 2012.
4. Методика расчета оптимального дебита и удельного энергопотребления добывающих скважин //Уразаков К.Р., Казетов С.И., Азизов А.М. и др. - Н-ТС Нефтегазовое дело. - №16. - 2018.

УДК 001.89:622.276

Нуршаханова Л.К., *т.ғ.к., доцент,* ***Динмухамед Т.Д.,***
(Ш. Есенов атындағы КМТИУ)

Кәсіптік ақпаратты сараптау негізінде ұңғыларды пайдалануды талдау нәтижесі

Өндірілетін ұңғылардың көпшілігі терең сорапты штангалық қондырғылармен (ТСШҚ) жабдықталған, олармен негізінен мұнайдың барлығы дерлігі өндіріледі.

Сораптың конструкциясын игеру жеке элементтерді немесе сорапты кезекпен-кезек қайталанбалы есептеулер, графикалық орындаулар және сынаулар арқылы орындалады.

Сорапты жобалау тапсырмасында оның берілісін, арынын, айдалатын сұйықтың сипаттамасын, сораппен орындалатын функцияларды және соған байланысты оның массасын, габариттерін кішірейту, орналасу мен климаттық факторларға байланысты пайдалану шарттары сияқты қосымша талаптар көрсетіледі.

Сонымен қатар сораптардың жарамдылығын ұзарту, күнделікті және күрделі жөндеусіз, тоқырасыз жұмыс істеуін қадағалау жауапты әрі маңыздылығы өте күрделі [1,2].

Ұңғыларды пайдаланудың мүмкін нұсқаларының әрқайсысы белгілі бір технологиялық және экономикалық көрсеткіштермен сипатталады, және олар кең көлемде өзгеруі мүмкін.

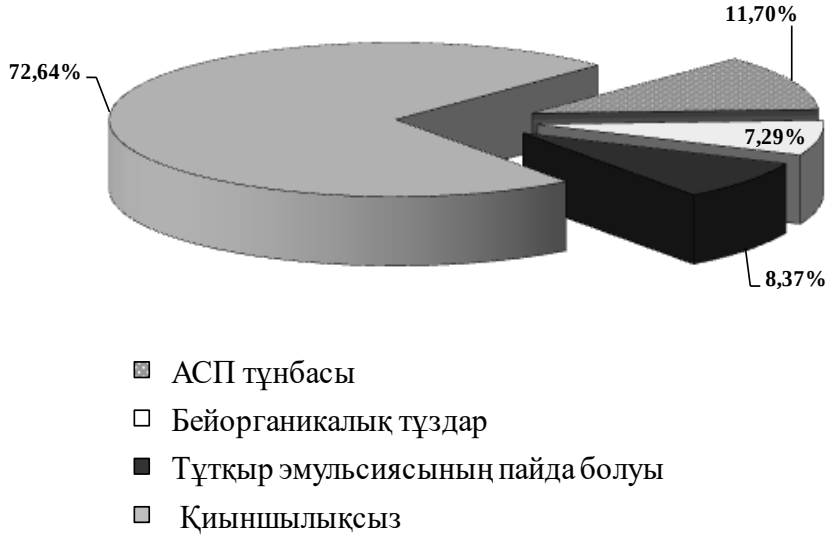
Пайдалану тәжірибесі көрсеткендей, жекелеген технологиялық сипаттамаларды немесе қондырғының сенімділік көрсеткіштерін оңтайландыру ең үздік техникалық – экономикалық көрсеткіштермен,

мысалы, ең аз өзіндік құнымен немесе ең аз келтірілген шығындармен сипатталатын нұсқаны таңдауды әлі қамтамасыз етпейді.

Мұнайды көтерудің ең төменгі құны-мұнай кен орнын игерудің барлық кезеңіне ең төменгі шығындарды қамтамасыз ету шартының бірі.

Демек, сорғы қондырғысының типтік өлшемін және жұмыс режимін таңдап алынған техникалық – экономикалық өлшемнің оңтайлы мәнін, мысалы, осы кәсіпорынның мұнай өндірудің мемлекеттік жоспарын сөзсіз орындау кезінде ұңғымадан мұнайды көтеруге келтірілген шығындардың минимумын негізге ала отырып таңдау орынды.

Маңғыстау кен орындарын сараптау нәтижесі көрсеткендей ұңғы қорын пайдалануда негізгі жиі кездесетін қиыншылықтар түрлері бойынша бөлінуі 1 суретте көрсетілген.



Сурет 1 - Қиыншылықтар түрлері бойынша ұңғы қорының бөлінуі

1-кестеде Жетібай кен орнының өндіруші ұңғыларын динамикалық зерттеу нәтижелері негізінде алынған ақпарат бойынша 517-нің 136 жағдайында, сорғы қалыпты жұмыс істейді, бұл 26% - ды құрайды.

Қалған жағдайларда сорғылар әртүрлі асқынулармен жұмыс істейді немесе мүлдем жұмыс істемейді - 381 (73 %).

Сораптардың жұмысындағы асқынулардың негізгі түрі газдың әсерімен байланысты асқынулар - 27% болып табылады. 13 ұңғы, яғни (2,54 %) сорап парафиннің әсерімен жұмыс істейді.

Қарастырылған 517 сорғыштардың 73 жағдайында ішінен әртүрлі ағып кетумен жұмыс істейді.

Зерттеудің жалпы санына пайыздық қатынас келесі: қабылдау бөлігінен ағу - 1,7 %, айдау бөлігінен ағу - 12,4 % .

1 кесте. Жетібай кен орнының ұңғымалары бойынша жүргізілген динамикалық зерттеулерді бөлу

№ п/п	Зерттеу нәтижесі	Саны
1	Сорғы қалыпты жұмыс істейді	136
2	Сорғы жұмыс істемейді	122
3	Ұңғыма сорғы арқылы атқылайды	34
4	Сорғының қабылдау бөлігіндегі ағуы	9
5	Сорғының айдау бөлігіндегі ағу	64
6	Сорғының жұмысына газдың әсері	139
7	Сорғы жұмысына парафиннің әсері	13
Барлық жүргізілген зерттеулер		517

Ұңғы жабдығының дұрыс қолданылуын және оның жұмысының сенімділігін сипаттайтын ең көп таралған көрсеткіштердің бірі ұңғы жұмысының жөндеу аралық кезеңі (ЖАК) болып табылады.

"ЖМГ" ӨҚ өндіру ұңғыларындағы тереңдік сорғылардың орташа жөндеу аралық жұмыс кезеңі ("Жетібаймұнайгаз" ӨҚ ұңғымаларын жөндеу бойынша технологиялық қызметтің деректері бойынша) 136,5 тәулікті құрады.

Талдау көрсеткендей, жер асты жөндеулері санының ұлғаю үрдісі бар.

Бұл ретте жер асты тереңдік-сорғы жабдықтарының 52,4% істен шығуының цилиндр – плунжер жұбының тозуымен байланысты болды.

Бұл сорғының сапасы төмен болғандықтан, атап айтқанда өндірушінің орнына хромдалған-азотталған плунжердің жабынын қолдануына байланысты болады, ол тез тозады.

Ұңғыны қайта жөндеудің көп саны (шамамен 27,1 %) сорғы плунжерінің бітелуіне байланысты.

Құйылудың негізгі себебі плунжер жұбының саңылауына механикалық бөлшектердің: құм, қабыршақтар, тұз шөгінділерінің (өндірілетін өнімнің жоғары сулануына байланысты) түсуі болып табылады.

Талдау, ұйымдастыру-техникалық іс-шаралардың тұрақты жетілдірілетін кешеніне қарамастан, штангалармен (үзіктер мен бұрылыстар) апаттарды жою жөніндегі жөндеу жұмыстарының көрсетілетінін көрсетеді.

Жер асты жабдықтарының 6,8% істен шығуы штангалардың үзілуімен және бұралуымен байланысты. Бұл ретте штанганың негізгі үзілулері ұңғы профилінің күрт қисаю учаскелерінде немесе штангалар бағанасының төменгі бөлігінде, сондай-ақ белгіленген жүктемемен жұмыс істеу кезінде металдың шаршау бұзылуынан орын алады [3,4].

Кен орнының ұңғыларындағы штангалардың ең көп үзілуі мұнайдың 30-70% суланған кезде болатыны анықталды.

Бұл судың құрамы 30-дан 70% - ға дейін болғанда эмульсияның тұтқырлығы сусыздандырылған мұнайдың тұтқырлығынан он есе асып түседі.

Жерасты жабдықтарының істен шығуының 13,5%-ға жуығы сорғы-компрессорлық құбырлардың герметикалығына байланысты.

Сондай-ақ, штангалық пайдалану процесінде өнімнің сулылығы 50% - дан жоғары (кен орнының ұңғымаларының 70% - ға жуығы) және кез келген дебиттермен "судағы мұнай" құрылымы құрылатынын атап өткен жөн, онда тұздар мен коррозияның зиянды әсері күшейтіледі, мұнайдың майлаушы қасиеттері төмендейді, тұрақты эмульсиялар пайда болады.

Сонымен қатар, судың шығыны 40-70% кезінде көтергіште ең үлкен гидродинамикалық кедергілер пайда болады.

Осының бәрі жабдықтың одан әрі қарқынды тозуына, және терең сорапты қондырғылардың пайдалы әсер ету коэффициентін азайтуына әкеліп соғады.

Жөндеу аралық кезеңге терең сорғы ұңғысының жұмысына көптеген себептер әсер етеді, олардың негізгілері:

- ұңғылардың жер асты және күрделі жөндеу өндірісінің технологиясы мен сапасы;
- ұңғылардың тұншықтыру және өңдеу үшін пайдаланылатын сұйықтықтардың технологиясы мен сапасы;
- ұңғылық сорғылар жұмыс істейтін ортаның гидродинамикалық және термодинамикалық жағдайлары;
- өндірілетін өнімдегі мұнайдың, газдың, судың және механикалық қоспалардың физикалық-химиялық құрамы;
- сорғыларды дайындаушы зауыттан ұңғыма сағасына дейін буып-түю, консервациялау, сақтау және тасымалдау шарттары;
- қойылатын талаптарға сәйкес қайта жөндеу сапасы;
- жабдықты дұрыс таңдау және ұңғыманы пайдаланудың технологиялық режимі;

Кен орнындағы ұңғымалардың сорғы қорының жұмысын оңтайландыру мәселесі оларды ТСШҚ пайдалану кезіндегі ұңғымалардың қанағаттанғысыз жай-күйімен байланысты, бұл жұмыстың жөндеу аралық төмен кезеңінде көрінеді және т. б.

Әдебиеттер тізімі

1. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче нефти. - Уфа.- 1987. - 168 с., ил.

2. Глубиннонасосная эксплуатация скважин Западной Сибири с высоким газовым фактором и давлением насыщения нефти //

Афанасьев В.А., Волков Л.Ф., Подкорытов С.М. и др. Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ. - 1988.

3. Некоторые особенности эксплуатации малодебитного фонда скважин НГДУ «Туймазанефть» // Габдрахманов Н.Х., Галиуллин Т.С., Малец О.Н. и др. Сб. науч. тр. /Башнипинефть. - № 104. – 2000. - с. 32.

4. Романова Н.А. Повышение эффективности работы штанговых установок при добыче высоковязких нефтей. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, - Уфа. - 2010.

УДК 001.89: 665.61.03(574)

Баямирова Р.У., *к.т.н., доцент,* ***Орынбасар И.К.,***
Бектурган Б.Д., *(КГУТИ имени Ш. Есенова)*

Свойства смесей нефти с газовым конденсатом

Казахстан является одним из крупнейших мировых нефтедобывающих регионов. Среди разведанных и эксплуатирующихся месторождений наиболее крупные – Тенгиз, Жанажол, Карачаганак, Узень, Жетыбай, Каламкас, Кумколь и ряд других. Добываемые нефти по своим физико-химических свойствам, содержанию асфальтенов, смол и парафинов весьма разнообразны.

Состав продукции всех месторождений уникален и является определяющим элементом при выборе технологических схем ее сбора и подготовки. Методы повышения глубины подготовки, экономичности и надежности достаточно изучены, но в силу меняющихся требований и имеющихся достижений, работы по обустройству всегда носят творческий характер, а принимаемые технологические решения становятся совершеннее.

Исследования, направленные на разработку научных принципов совершенствования технологии сбора и подготовки нефти и попутного газа с высоким содержанием сероводорода, являются актуальными для нефтяной промышленности Республики Казахстан.

Для выполнения определений коэффициентов кинематической вязкости исследуемых образцов продукции скважин на месторождении Карачаганак были применены капиллярные вискозиметры типа ВПЖ-2 с различными

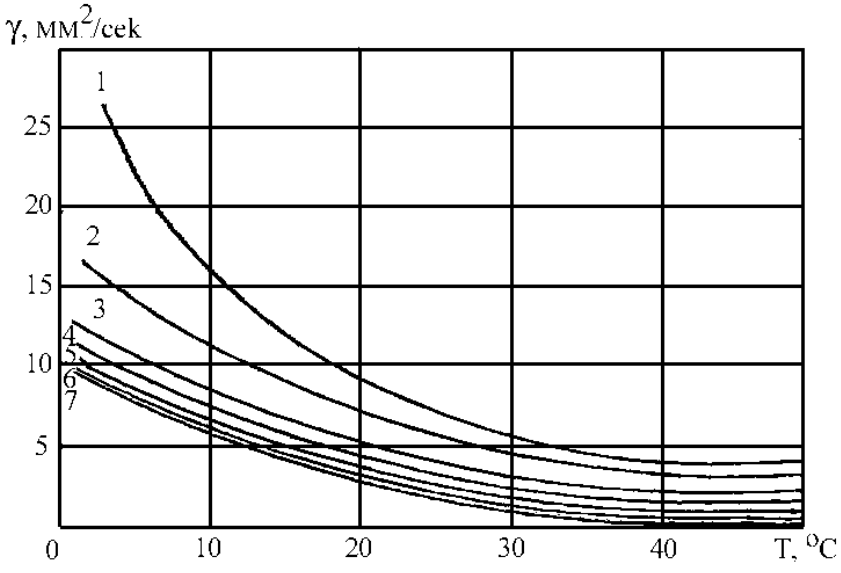
диаметрами капилляров. Погрешность определения коэффициентов кинематической вязкости не превышала ± 5% измеряемой величины [2].

Термостатирование образцов проводилось в стеклянном сосуде емкостью 10 литров, заполненном водой, с применением термостатирующего устройства (производства ГДР). Получение температуры близкой к 0 ^{0}C осуществлялось добавлением льда. Погрешность термостатирования не превышала ±0,5 ^{0}C. Время термостатирования – не менее 30 минут.

Одновременно с измерением коэффициентов вязкости, в том же термостатирующем сосуде с помощью набора ареометров типа АРН-1 проводилось измерение плотности образцов. Образцы продукции скважин помещались в мерный цилиндр емкостью100 мл вместе с ареометром. Режим термостатирования тот же, что и при измерении вязкости образцов.

Приготовление смесей нефти с конденсатом и их эмульсий с пластовой водой проводились в специальной цилиндрической камере (объемом 120 мл) в количестве 100 мл. В качестве диспергирующего и перемешивающего устройства использовалась лабораторная мешалка LR-40. Эмульсии получали при перемешивании воды с нефтью (тоже с конденсатом или со смесью конденсата с нефтью) в течение 10 минут при 1200 оборотах в минуту ротора мешалки.

Значения коэффициентов кинематической вязкости нефти, конденсата и их смесей приведены в таблице 1 и на рисунке 1



1 – нефть; смесь нефти и конденсата при соотношении:

2 - 9:1; 3 - 8:2; 4 - 6:4; 5-4:6; 6-2:8; 7-конденсат

Рис. 1 - Зависимость вязкости от температуры при различном содержании конденсата

В таблице содержатся также значения плотности исследованных образцов. В данных условиях измерения коэффициентов вязкости на капиллярном вискозиметре и при температурах от 2 ^{0}C и выше нефть, конденсат и их смеси определены как ньютоновские жидкости и, соответственно, коэффициент вязкости при заданной температуре является инвариантным параметром, не зависящим от условий течения жидкости.

Как показали наблюдения, эмульсии пластовой воды с нефтью, конденсатом и их смесей обладают низкой агрегативной устойчивостью. Капли воды седиментируют и коалесцируют друг с другом. Это затруднило измерение коэффициентов вязкости эмульсий. На рисунке 2 показаны измеренные значения кинематических коэффициентов вязкости эмульсии пластовой воды со смесью нефти и конденсата в соотношении 2:1.

Таблица 1. Значение кинематической вязкости ($\frac{мм^2}{с}$) и плотности ($\frac{кг}{м^3}$) для нефти, конденсата и их смесей Карачаганакского месторождения

Температура, ^{0}C	Наименование параметра	Нефть	Смесь нефти и конденсата в соотношении					Конденсат
			9:1	8:2	6:4	4:6	2:8	
2	плотность	851	844	834	836,5	830	821	813
	вязкость	26,87	16,84	15,46	9,96	9,42	8,24	7,68
5	плотность	851	843	832,5	836	825	820	812
	вязкость	19,35	15,03	13,26	9,15	7,67	6,81	6,45
10	плотность	849	842	832	832	824	816	810
	вязкость	13,67	10,96	11,43	7,29	4,87	5,40	4,90
15	плотность	846	840	836	828,5	816	811	805
	вязкость	10,44	9,05	8,39	5,86	4,52	4,30	3,96
20	плотность	843	836	836	825	813	809	803
	вязкость	8,10	6,82	6,72	5,20	3,83	3,54	3,12
30	плотность	836	831	827	817	807	803	798
	вязкость	5,63	5,01	4,03	3,64	2,86	2,78	2,60
40	плотность	829	826	821	811	803	797	791
	вязкость	4,38	3,81	3,18	2,96	2,29	2,20	2,12
50	плотность	823	810	813	806	796	795	785
	вязкость	3,60	3,14	2,63	2,49	1,93	1,86	1,81

Эмульсии с этой смесью нефти и конденсата, как и указывалось ранее, обладают относительно большей устойчивостью, чем эмульсии воды с нефтью или конденсатом. Тем не менее, классической зависимости

увеличения коэффициента вязкости эмульсии с повышением содержания дисперсной фазы не обнаруживается.

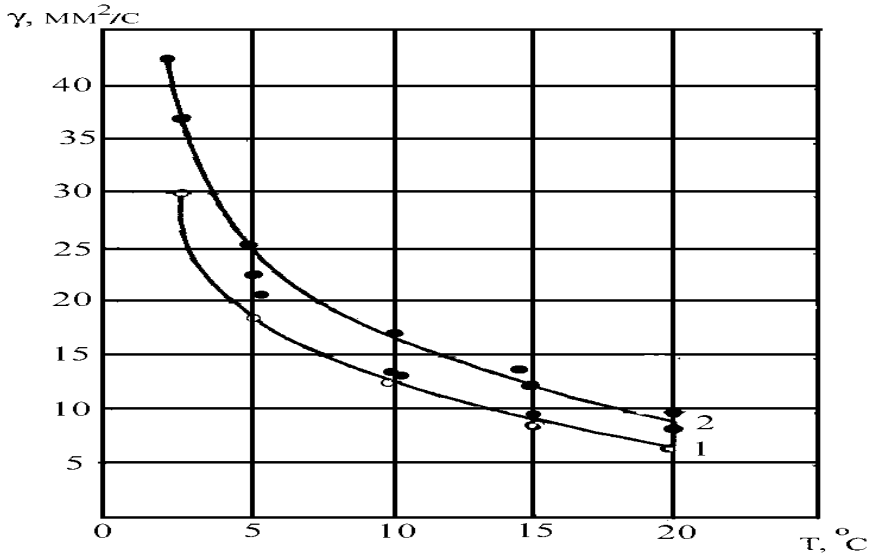


Рис. 2 - Зависимость вязкости от температуры смеси нефти с конденсатом в соотношении 2:1

1 – смесь нефти с конденсатом (безводная);

2 – смесь нефти с конденсатом (обводненность 10-30 %)

В условиях кинематической устойчивости существования эмульсии воды с нефтью и конденсатом при турбулентных течениях в трубопроводах рекомендуется использование для определения коэффициентов вязкости эмульсии с содержанием воды до 30 % апробированную формулу [1]

$$\mu_Э = \mu_Н(1 + \frac{Cv^{2/3}}{1 - Cv^{1/3}}),$$

где $\mu_э$ – коэффициент динамической вязкости, Па·с;

$\mu_н$ - коэффициент динамической вязкости нефти, конденсата или их смеси, Па·с;

C_v – содержание воды, доли единицы.

В результате исследования физико-химических свойств нефти конденсата и пластовой воды установлено:

- рассматриваемая нефть относится к высокосернистым, малосмолистым, парафинистым легким нефтям, а конденсат – к легким, сернистым и парафинистым жидким углеводородам;

- карачаганакская нефть обладает низкими эмульгирующими свойствами, а добавление конденсата незначительно ухудшает этот показатель;

- эмульсии пластовой воды с нефтью, конденсатом и их смесей обладают низкой агрегативной устойчивостью;

- нефть проявляет низкие пленкообразующие свойства, а добавление в нее конденсата, не обладающего пленкообразующими свойствами, их усиливает;

- эмульсии нефти конденсата и воды являются относительно неустойчивыми и разрушаются с применением простого нагрева до 60 ^{o}C до 2…,5 % по остаточной обводненности, однако по мере старения эмульсий их устойчивость увеличивается, что требует специальной обработки деэмульгаторами.

Список использованной литературы

1. Пудиков В.В. Экспериментальные исследования реологических свойств эмульсий высоковязких нефтей. Труды ВНИИСПТнефть «Сбор, подготовка тяжелых и высоковязких нефтей». - Уфа. - 1984, - с.51.

2. Смирнов Ю.С., Позднышев Г.Н., Петров А.А. Измерение поверхностного натяжения на границе нефть-раствор ПАВ методом взвешивания капели. Труды Гипровостокнефть, - М.: Недра. - 1967. - с.109.

УДК 001.89:622.692.4

Рамазанова Г.И., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К., Босинов Д.Ж.
(НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева»)

Моделирование режимов остановки и пуска нефтепровода

Введение. Моделирование остановки, остывания и пуска трубопровода очень важно для построения карты технологически допустимых режимов эксплуатации нефтепровода. Пуск участка неизотермического нефтепровода после остановки является одной из самых сложных технологических операций, регламентирующих работу всего трубопровода. Краткосрочная остановка участка магистрального нефтепровода и его перезапуск требует предельной осторожности из-за возможности возникновения аварийных ситуаций. Это связано с тем, что во время краткосрочной остановки участка происходит

остывание нефти и вязкость нефти резко увеличивается со снижением температуры. Потери напора в трубопроводе значительно возрастают и для перезапуска участка требуются бо̀льшие давления насосных агрегатов, которые, в свою очередь, создают риск возникновения аварийных ситуаций.

Моделирование остывания и перезапуска нефтепровода после остановки дает возможность провести анализ различных случаев для определения безопасных режимов. Расчеты остановки и пуска трубопровода позволяют подобрать оптимальные насосные агрегаты и время безопасной остановки.

Математическая постановка задачи. Процесс остановки и пуска трубопровода относится к нестационарным режимам перекачки, так как давление, температура и скорость потока нефти непостоянны во времени. Расчет нестационарного процесса требует рассмотрения дифференциальных уравнений движения и энергии.

Ввиду того, что длина L участка магистрального нефтепровода намного больше его внутреннего диаметра D_1 ($L>>D_1$) задача рассматривается в одномерной постановке.

Уравнение энергии определяет температуру вдоль трубы в зависимости от скорости, ввиду превалирующего действия переноса тепла конвекцией по сравнению с кондукцией для перекачки нефти. Поэтому в уравнении энергии можно пренебречь переносом тепла теплопроводностью.

Тогда уравнение энергии на участке магистрального нефтепровода с учетом теплоты трения и подогрева на станциях записывается в виде [1, 2]:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -u(t)\frac{\partial T}{\partial x} - \frac{4k}{\rho D_1 c_p}\left(T - T_w(x,t)\right) + \frac{\zeta u^3}{2c_p D_1} + \frac{\sum_{i=1}^{n} R_i(x)\Delta T_i^{pd}}{\Delta t} \qquad (1)$$

где T, T_w- температуры нефти и грунта; ρ, c_p, u – плотность, теплоемкость, скорость нефти, соответственно; k – коэффициент теплопередачи, g – ускорение силы тяжести, ζ – коэффициент гидравлического сопротивления, n – количество промежуточных станций подогрева нефти, $R_i(x)$ – функция наличия станции подогрева, равная 1, если станция находится в точке x, и 0 – в противном случае, ΔT_i^{pd} – значения подогрева нефти на i-станции.

Величины $T(x), T_w(x), k(x), \zeta(x)$ являются функциями от x, т.е. вдоль трубопровода принимают различные значения. Слагаемое $\frac{\zeta u^3}{2c_p D_1}$ выражает диссипацию кинетической энергии потока нефти в тепло.

В качестве граничного условия для уравнения (1) ставится температура на выходе из начальной станции. Температуру на входе в конечную станцию можно однозначно вычислить при решении уравнения (1).

Коэффициент теплопередачи k через стенку трубопровода определяется по формуле [3, 4]:

$$\frac{1}{kD_1} = \frac{1}{D_1 \cdot \alpha_1} + \frac{1}{D_{внеш} \cdot \alpha_2} + \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{2\lambda_i} \ln\left(\frac{D_{i+1}}{D_i}\right), \quad (2)$$

где α_1 - внутренний коэффициент теплоотдачи, α_2 – внешний коэффициент теплоотдачи, λ_i – коэффициент теплопроводности, D_i, D_{i+1} внутренний и наружный диаметры i-ого слоя (стенки трубы, изоляции), D_1, $D_{внеш}$ – внутренний и внешний диаметры трубопровода.

Для расчета внешнего коэффициента теплоотдачи α_2 используется формула Форхгеймера [3]:

$$\alpha_2 = \frac{2\lambda_{гр}}{D_{внеш} \ln\left[\frac{2H}{D_{внеш}} + \sqrt{\left(\frac{2H}{D_{внеш}}\right)^2 - 1}\right]}$$

где $\lambda_{гр}$ – коэффициент теплопроводности грунта, H – глубина заложения трубопровода до его оси.

Внутренний коэффициент теплоотдачи α_1 от нефти к стенке трубы определяется как [5]:

$$\alpha_1 = \frac{\lambda_н}{D_1} \cdot Nu$$

где $\lambda_н$ – коэффициент теплопроводности нефти, Nu – число Нуссельта при теплоотдаче от нефти к стенке трубы при вынужденной конвекции в замкнутом объеме.

В случае остановленного трубопровода, т.е. $u = 0$, уравнение тепловой энергии (1) приобретает более простой вид:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{4k_1}{\rho c_p D_1}(T - T_w) = 0 \quad (3)$$

Уравнение (3) используется при расчете температуры остывания нефти в остановленном трубопроводе, коэффициент теплопередачи k_1 легко можно получить из выражения (2).

Уравнение энергии (1) решается совместно с уравнением движения, которое определяет взаимосвязь давления с производительностью нефти [3]:

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\zeta(\mathrm{Re}, \varepsilon)\frac{\rho u^2}{2D_1} - \rho g \frac{dz}{dx}\sin\beta(x) \quad (4)$$

где p – давление нефти в трубе, Re – число Рейнольдса, ε – относительная шероховатость трубы, $\zeta(\mathrm{Re}, \varepsilon)\frac{\rho u|u|}{2D_1}$ – потери давления, $\rho g \frac{dz}{dx}\sin\beta(x)$ – статическое изменение давления из-за профиля z(x) трубопровода.

Зависимости плотности, вязкости и теплоемкости нефти от температуры находятся по стандартным формулам [1] – [3]:

$$\rho(T) = \rho_{20}\left[1 + \xi \cdot (20 - T)\right], \quad \mu(T) = a \cdot e^{-bT}, \qquad c_p(T) = \frac{1}{\sqrt{\rho_{20}}}\left(53357 + 107{,}2 \cdot T\right) \tag{5}$$

где ρ_{20} – плотность нефти при температуре 2 °C; ξ – коэффициент объемного расширения нефти (ξ = 0,000738 1/°C); a, b - эмпирические постоянные.

В качестве граничного условия для уравнения (4) ставится давление нефти на входе в резервуар конечной станции. Давление на выходе начальной станции создается работой насосных агрегатов для перекачки необходимого объема нефти по длине трубопровода.

Коэффициент гидравлического сопротивления ζ рассчитывается в зависимости от режима течения нефти в трубе [6] – [8] (см. таблицу).

В число Рейнольдса Re входит коэффициент вязкости нефти $\mu(T)$, которую можно найти, зная температуру из уравнения (1).

Система уравнений (1)-(5) решается совместно для каждого временного шага численным методом [9] – [12]. Расчетная область уравнений совпадает с длиной нефтепровода и разбивается на расчетные узлы, расстояние между которыми равно 1 м.

Дискретизация уравнений (1), (3) получена явной схемой. Для устойчивости явной разностной схемы для (1), (3) временной шаг подбирается из условия Куранта [9], [10]. Разностное уравнение для (4) было получено неявной схемой, которое, как известно, является устойчивой [9], [10].

Таблица. Определение коэффициента гидравлического сопротивления

Режим течения	Условие	Определение ζ
Ламинарный режим	$Re \leq 2040$	$\frac{64}{Re}$
Переходный режим	$2040 < Re \leq 2800$	$1.176 * 10^{-5} * Re^{1.035}$
Турбулентный режим (зона гладкого трения)	$2800 < Re \leq \frac{17.5}{\varepsilon}$	$\frac{0.3164}{Re^{0.25}}$
Турбулентный режим (зона смешанного трения)	$\frac{17.5}{\varepsilon} < Re \leq \frac{531}{\varepsilon}$	$\frac{0.206\varepsilon^{0.15}}{Re^{0.1}}$
Турбулентный режим (зона квадратичного трения)	$\frac{531}{\varepsilon} < Re$	$0.11\varepsilon^{0.25}$

Разностные уравнения приводятся к системе линейных алгебраических уравнений и решаются итерационными методами [9] – [12]. Для ускорения расчета разработана специальная библиотека. Расчет давления, температуры проводился программой, разработанной на языке C#. Окно интерфейса программного продукта представлено на рисунке 1.

Обсуждение расчетных данных. Для моделирования остановки и пуска нефти в конкретном участке магистрального нефтепровода необходимо в верхней панели основного окна выбрать тип расчета «режим остановки и пуска» (см. рис. 1), и затем указать время остановки трубопровода в часах.

Далее вводятся следующие параметры для расчета:

- тип прокачиваемой нефти;
- список работающих насосов до остановки и после пуска;
- список работающих печей до остановки и после пуска;
- температура подогрева нефти в начальной станции.

Отметим, что не нужно задавать расход нефти для участка трубопровода, так как по параметрам работающих насосов и печей программа автоматически рассчитывает расход нефти до остановки и после пуска трубопровода.

На рисунке 1 красным выделены области основного окна для ввода начальных параметров и запуска расчета: область №1 для выбора режима и запуска расчета, область №2 для выбора и ввода режимных параметров для каждой станции нефтепровода.

После выбора режима остановки и пуска трубопровода и введения всех входных параметров необходимо запустить расчет.

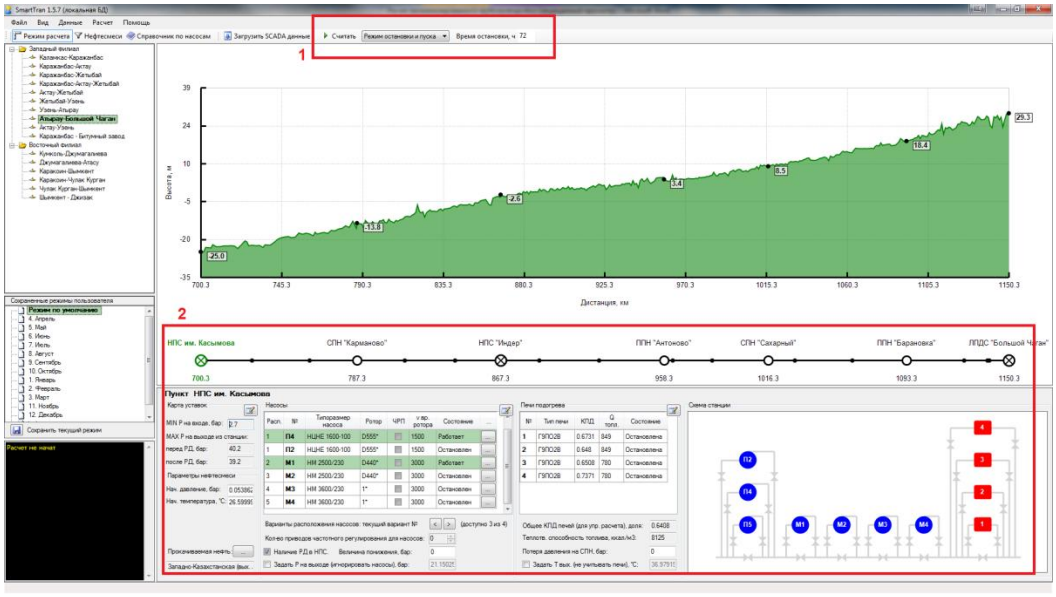


Рис. 1 - Окно для ввода начальных параметров, расчет остановки и пуска трубопровода

Результаты расчетов моделирования остановки и пуска трубопровода представлены на рисунках 2-6. Рисунок 2 показывает расчетные данные гидравлического уклона (верхний график), давления (средний график), температуры нефти и грунта (нижний график) до остановки участка нефтепровода «Жетыбай – Узень». Результаты расчета представляются в отдельном окне в виде графиков и таблиц: расход нефти, распределение температуры, давления нефти в трубе, величина гидравлического уклона вдоль трубопровода, а также список работающих насосов и печей подогрева на станциях, количество потребляемой электроэнергии и топлива (см. рисунок 2).

На рисунке 3 представлены результаты расчетов процесса остывания в течение 6 часов остановки и в момент перезапуска нефтепровода «Жетыбай - Узень». Температура нефти снизилась в результате охлаждения во время остановки (см. рисунок 3) по сравнению с распределением температуры до остановки нефтепровода (см. рисунок 2).

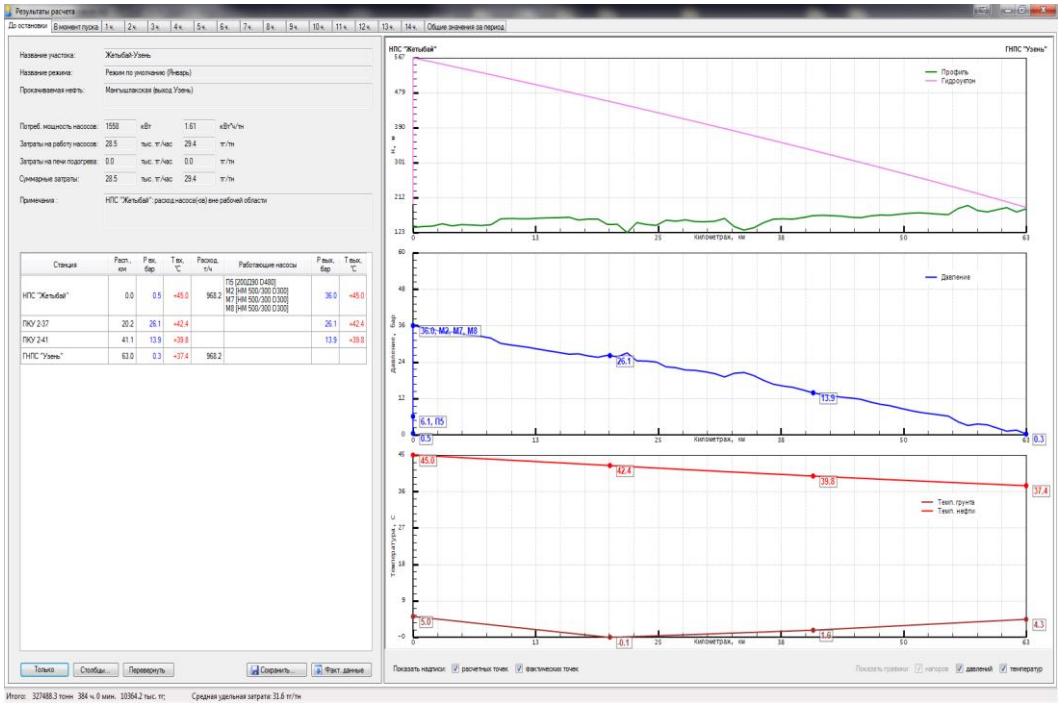


Рис. 2 - Расчетные данные до остановки трубопровода «Жетыбай-Узень»

На рисунках 4, 5 представлена динамика изменения параметров нефти по времени после пуска трубопровода: гидроуклона, давления, температуры и производительности.

Состояние потока нефти через 2 часа после пуска (см. рисунок 4) характеризуется величинами производительности, давления и температуры

нефти, которые составляют 737 т/ч, 39,3 бар и 45°С, соответственно. Видно, что в печах подогрева температура нефти поднимается до 45 ^{0}С. Однако по данным расчета величина производительности меньше, чем до остановки, а величина давления наоборот больше. Это объясняется тем, что увеличение вязкости нефти в трубопроводе из-за снижения температуры за время остановки приводит к повышению силы гидравлического сопротивления трения и перепада давления для перекачки потока с меньшей производительностью, чем до остановки. Температура нефти после 38 км от начала трубопровода имеет меньшее значение, чем в момент пуска, т.е. в конечной части трубы темп нагревания нефти меньше темпа ее охлаждения (см. рис. 4).

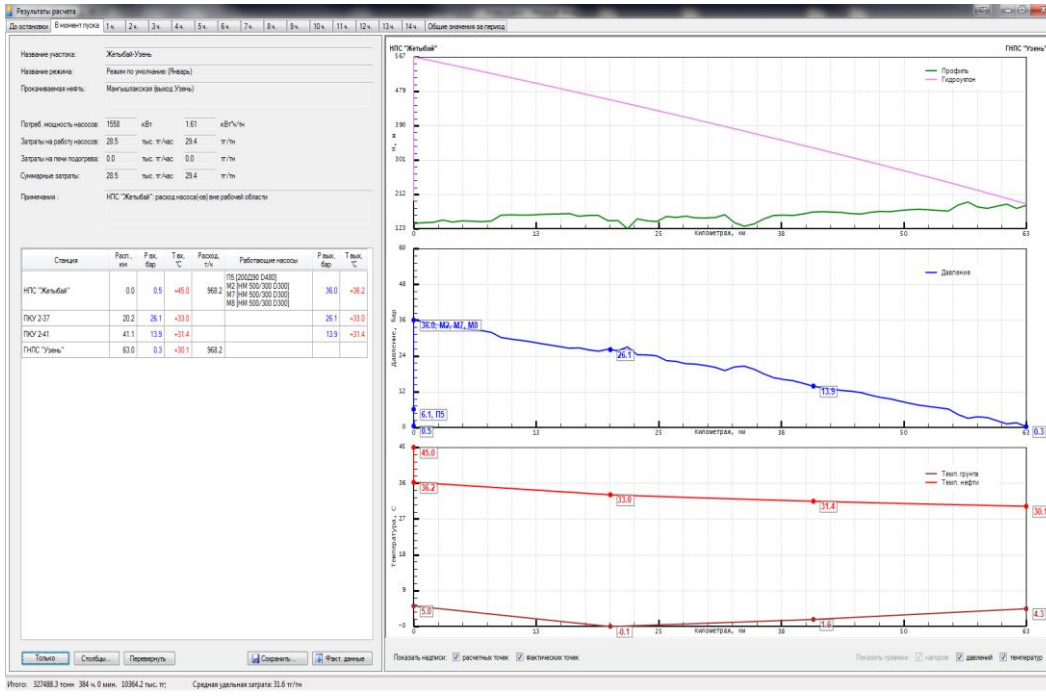


Рис. 3 - Расчетные данные в момент пуска трубопровода «Жетыбай-Узень»

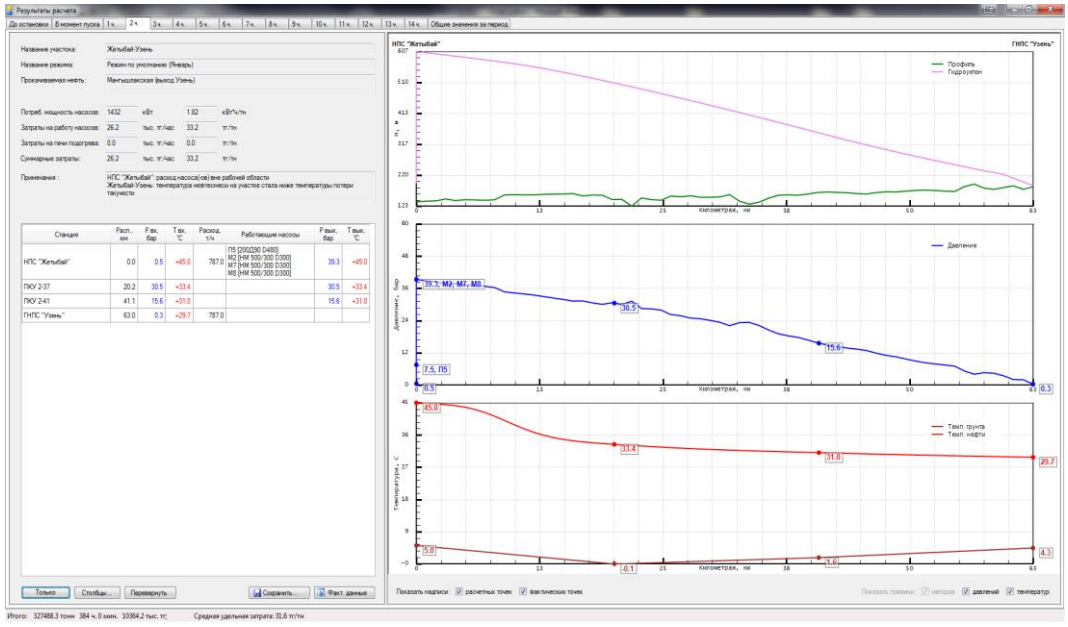


Рис. 4 - Расчетные данные через 2 часа после пуска трубопровода «Жетыбай-Узень»

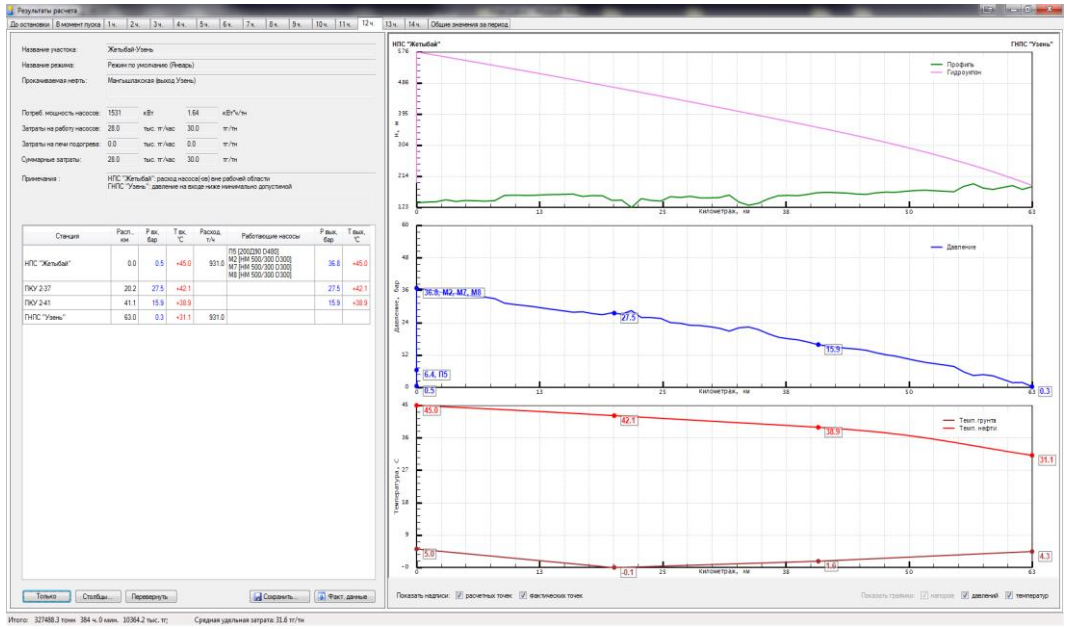


Рис. 5 - Расчетные данные через 12 часов после пуска трубопровода «Жетыбай - Узень»

Состояние потока через 12 часов после пуска (см. рисунок 5) показывает повышение производительности до 931 т/ч и температуры по всей длине из-за нагревания нефти. Перепад давления на перекачку нефти

снижается из-за уменьшения вязкости и гидравлического сопротивления трения.

На рисунке 6 показано общее изменение параметров потока нефти после пуска и выхода на стационарный режим.

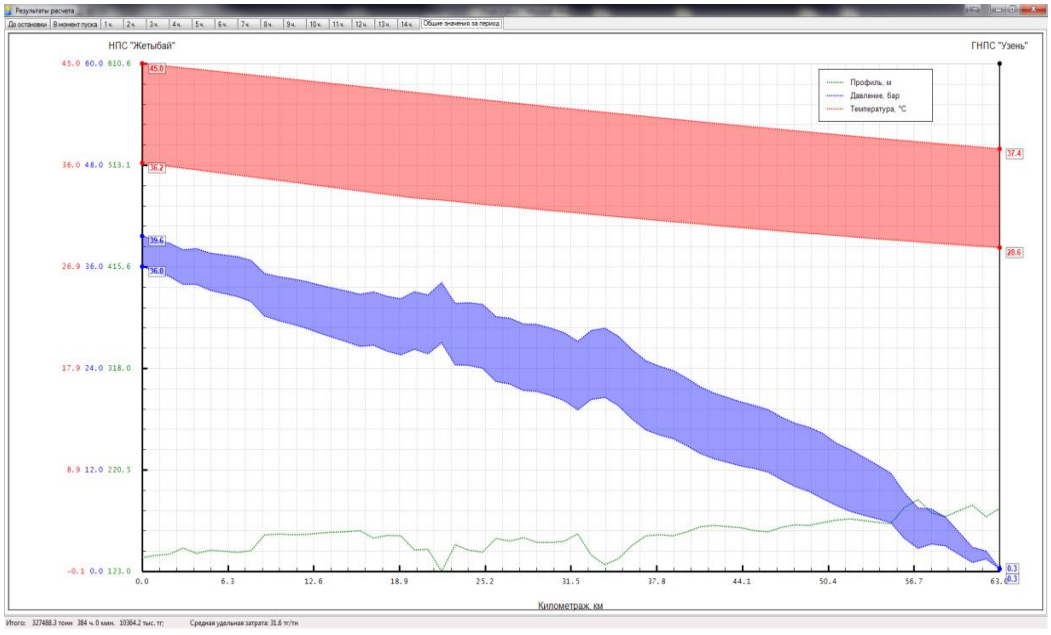


Рис. 6 - Общее изменение давление и температуры нефти за весь период после перезапуска трубопровода «Жетыбай - Узень»

Нестационарный процесс пуска трубопровода после краткосрочной остановки показывает динамику изменения давления и температуры нефти за время выхода параметров потока в стационарный режим (см. рисунок 6).

Заключение. Результаты расчетов показывают, что система уравнений (1)-(5) математической модели описывает нестационарные процессы остывания и перезапуска трубопровода после остановки.

Расчетные данные позволяют определить в динамике весь процесс остывания нефти в течение заданного времени остановки, а также запуска трубопровода с помощью насосных агрегатов и печей подогрева с изменением состояния параметров потока нефти (скорости, давления, температуры и вязкости).

Благодарность. Данная работа выполнена за счет средств гранта Комитета науки Министерства образования и науки Республики Казахстан теме «Управление энергосберегающими режимами транспортировки нефти по магистральным нефтепроводам с использованием SCADA системы» (AP05130503).

Список использованной литературы

1. Тугунов П.И. и др. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации газонефтепроводов. - Уфа: ООО «Дизайн-Полиграфсервис». - 2002. - 658 с.
2. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. – М.: Недра. - 2008. - 488 с.
3. Кривошеин Б.Л., Агапкин В.М., Юфин В.А. Тепловой и гидравлический расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. - М.: Недра. - 1981. - 256 с.
4. Кутателадзе С.С. Основы теории теплообмена. –М.: Атомиздат, 1979. - 415 с.
5. Себеси Т., Брэдшоу П. Конвективный теплообмен. Физические основы и вычислительные методы. Пер. с англ. - М.: Мир. - 1987. - 592 с.
6. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. - М.: Машиностроение. - 1992. – 672 с.
7. Морозова Н.В., Коршак А.А. О границах зон трения при гидравлическом расчете нефте- и нефтепродуктопроводов. - Н-ТС. Нефтегазовое дело. – Т.5. - №1. - 2007.
8. Управление энергосберегающими режимами транспортировки нефтесмесей// Бейсембетов И.К., Бекибаев Т.Т., Жапбасбаев У.К. и др. – Алматы: КБТУ. - 2016. – 210 с.
9. Роуч П. Вычислительная гидродинамика. Пер. с англ. – М.: Мир. - 1980. - 618 с.
10. Самарский А.А. Теория разностных схем. – М.: Наука. - 1977. - 656 с.
11. Годунов С.К., Рябенький В.С. Разностные схемы. Введение в теорию. – М.: Наука. - 1977. - 440 с.
12. Chung, T.J. Computational Fluid Dynamics. - Cambridge: Cambridge University Press. - 2002. - 520 p.

УДК 001.89:622.276.72(574.1)

Рылеев А.А., *к.т.н.,* ***Сабалдаш В.В., Арыстанбекова Л.Д., Бабаев Д.В., Хибадулла Р.Н.*** *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Определение температуры кристаллизации АСПО в нефти месторождения Дунга в скважинных и поверхностных условиях

Проблеме парафиновых отложений при добыче, сборе и подготовке нефти посвящено много работ, известны и методы борьбы с ними - это прежде всего нагрев нефти и введение в нее ингибиторов парафинообразования. Сложность проблемы заключается в том, что из-за разнообразия составов нефтей различных месторождений растворимость парафина в присутствии асфальсто-смолистых соединений, а, следовательно и кристаллизация парафина имеет свою специфику.

Цель работы – определение температуры кристаллизации парафиновых соединений из нефти месторождения Дунга и выдача рекомендаций по снижению отложений в коммуникациях при сборе и подготовке нефти данного месторождения.

2. Лабораторные исследования.

Как было сказано выше, для исследования взята нефть месторождения Дунга, состава: содержание АСПО 27,2% вес, в том числе парафина 14,4%, смол и парафинов -12,8%, отношение парафиновых соединений к сумме смол и асфальтенов 1,12.

Все лабораторные исследования выполнялись в научно-исследовательском лабораторном центре НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз».

Нефть месторождения Дунга классифицируется как высокопарафинистая, что обуславливает высокую температуру застывания (от +12 до +27°С) и возможность выпадения парафиновых отложений на подземном скважинном оборудовании и в наземных промысловых коммуникациях.

Физико-химических свойств пробы сырой нефти, отобранной с линии «К» (нефтесбор м. Дунга) представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Физико-химические свойства нефти месторождения Дунга.

№ п/п	Наименование параметра	НД испытания	Результат испытания	Единица измере-ния
1	Содержание воды в пробе нефти	ГОСТ 2477	18,0	% об.

2	Содержание воды в пробе нефти после обезвоживания	ГОСТ 2477	0,03	% об.
3	Плотность при температуре 20 °С	ГОСТ 3900	814,7	кг/м^3
4	Кинематическая вязкость при температуре: 30°С 40°С 50°С	ГОСТ 31391	 14,5 6,267 4,559	мм^2/с
5	Динамическая вязкость при температуре: 30°С 40°С 50°С	ГОСТ 31391	 11,35 5,012 3,613	мПа*с
6	Температура застывания	СТ РК АСТМ Д5853 Метод (А)	24	°С
7	Содержание парафина	ГОСТ 11851	14,4	% масс.
8	Температура плавления парафина	ГОСТ 23683	61,6	°С
9	Содержание асфальто-смолистых веществ	ASTM D 6560	12,8	% масс.

Методика исследований по выпадению парафин на «холодном стержне» состоит в нагреве определенного количества нефти в цилиндре, помещенном в термостатируемую баню. В этот цилиндр помещается еще один, внутренний цилиндр меньшего обьема, в котором циркулирует термостатируемая холодная вода. Опыты проводились при различных температурах нефти, в интервале от 25 до 50ºС, при постоянной температуре воды во внутреннем цилиндре, равной 20 ºС. За счет разности температур парафин начинают выкристаллизовываться на поверхности внутреннего цилиндра (холодного стержня). После окончания опыта количество отложений парафин на поверхности внутреннего цилиндра определялось взвешиванием.

Проведены серии экспериментов из нескольких опытов при различных температурах термостатирующей бани и постоянной температуре внутреннего цилиндра.

Результаты проведенных исследований (усредненные данные по каждой серии опытов) приведены в таблице 2. Каждый опыт проводился в двух параллелях.

Таблица 2 – Количество АСПО на поверхности холодного цилиндра

№	Т термостатирующей бани, °С	Т хол. цилиндра, °С	Кол-во отложившего АСПО, г	Кол-во отложившего АСПО, % от внесенного	Концентрация парафина в жидкой фазе, %
1	45	20	сл.	-	14,4
2	40	20	1,3	11,17	13,7
3	35	20	4,37	37,5	9,50
4	30	20	6,42	55,20	7,00
5	25	20	7,61	10,36	5,50

По полученным в ходе лабораторных исследований результатам (таблица 2) построена диаграмма растворимости АСПО в нефти месторождения Дунга, показанная на рисунке 1.

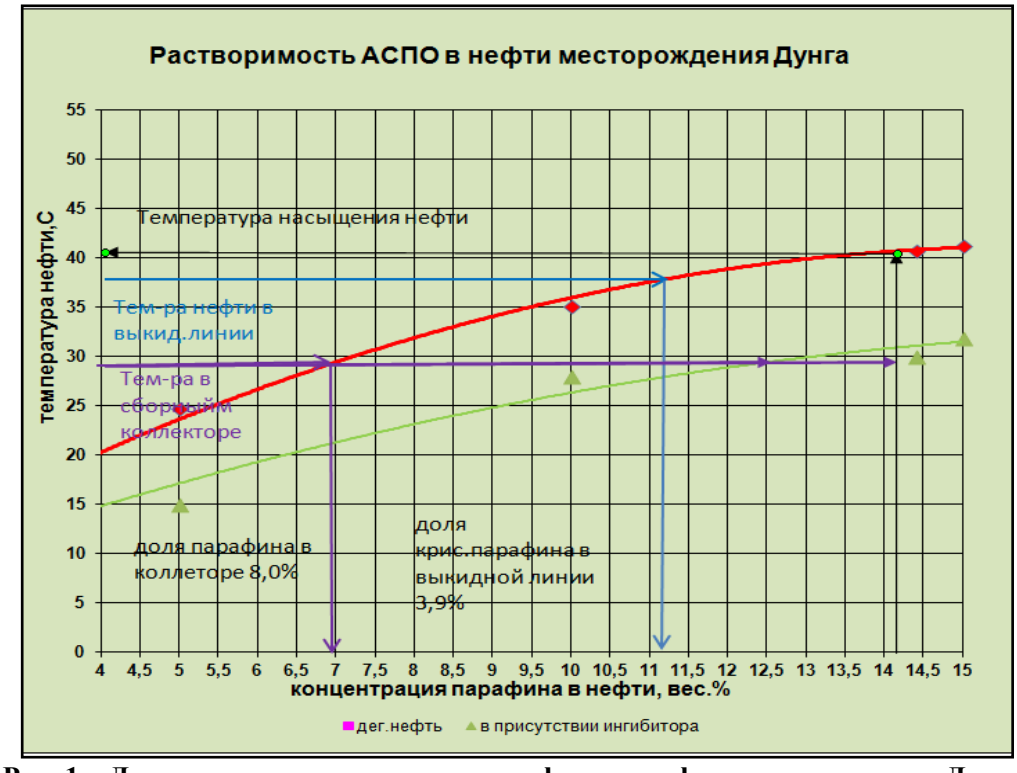


Рис. 1 – Диаграмма растворимости парафина в нефти месторождения Дунга.

Данная диаграмма позволяет рассчитывать количества кристаллизующегося парафина в эмульсии на различных стадиях процесса – от скважин до транспортировки ее на установки подготовки нефти. Определяющим фактором, влияющим на процесс кристаллизации в трубопроводах, является температура эмульсии, а для скважин – дополнительно давление эмульсии и количество растворенного газа по высоте скважины.

На рисунке 2 показана расчетная температура эмульсии при ее движении по стволу скважины, которая а также расчетная температура насыщения эмульсии парафином, которая зависит от давления эмульсии и количества растворенного газа при движении эмульсии по стволу скважины. Расчет температуры насыщения эмульсии парафином выполнялся по формуле (3):

$$T_{нп}=t_0+0,2\ P-0,1\ \Gamma_н$$,где:

t_0-температура насыщения нефти парафином, по рис.1 t_0=41,0°С;

Р- давление эмульсии по длине скважины,МПа;

$\Gamma_{Н}$- газосодержание эмульсии по длине скважины,$нм^3/м^3$

При транспортировке эмульсии по скважине глубиною 1550м ее температура снижается от 65 до 39˚С. Температура эмульсии рассчитывалась по общепринятой методике (17). Температура насыщения эмульсии парафином изменяется незначительно по длине скважины, так как, исходя из формулы (3), влияние давления и газосодержания эмульсии на температуру насыщения имеет противоположный характер. В точке пересечение кривых линий температуры эмульсии по длине скважины и температуры насыщения эмульсии парафином определяем глубину скважины, на которой эмульсия насыщается парафином. Из рисунка 2 следует, что эмульсия насыщается парафином в скважине на глубине 50-100 м от поверхности земли. Температура эмульсии на устье скважины по фактическим данным Заказчика равна 39^0С, что практически совпадает с температурой насыщения нефти парафином, равной 41^0С. Следовательно, массовая кристаллизация парафина в скважинах отсутствует.

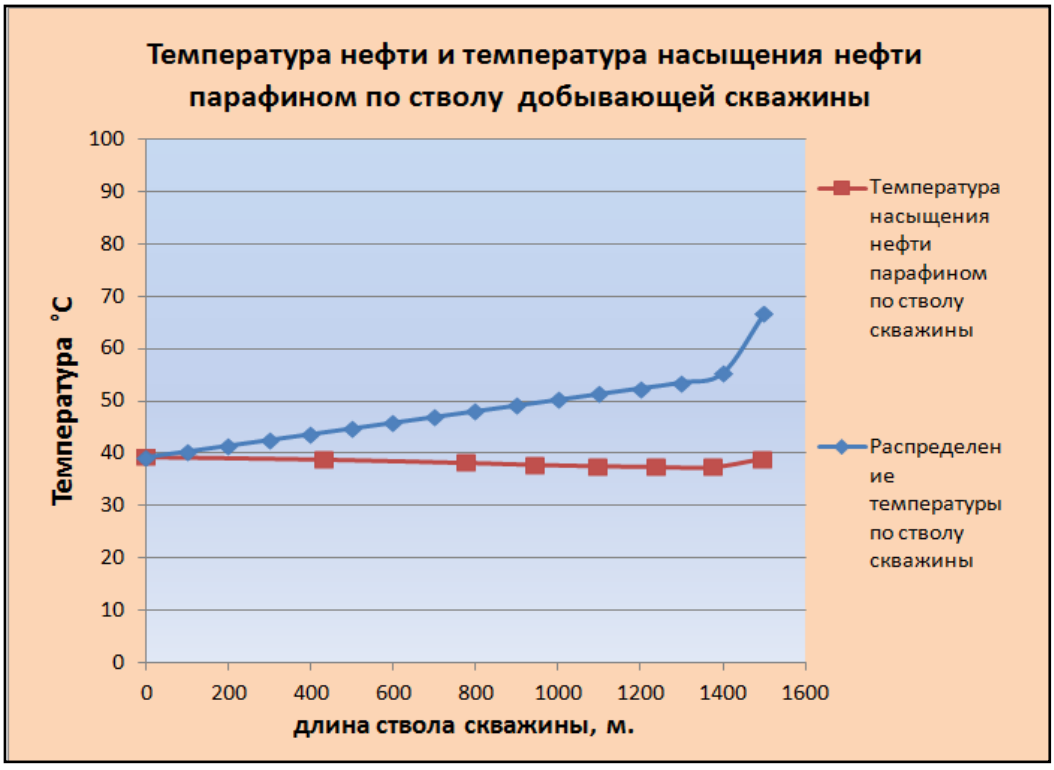


Рис.2 - Распределение температуры нефти и температуры ее насыщения парафином по длине скважины.

Для определения температур эмульсии в выкидных линиях и в сборном коллекторе была построена в программе HYSYS компьютерная модель сбора нефти на кусте скважин (линия К). Из представленных на рисунке 3 данных следует, что температура эмульсии в выкидных линиях из скважин к сборному коллектору составляет 37,8˚С, а температура эмульсии в сборном коллекторе 28,5˚С.

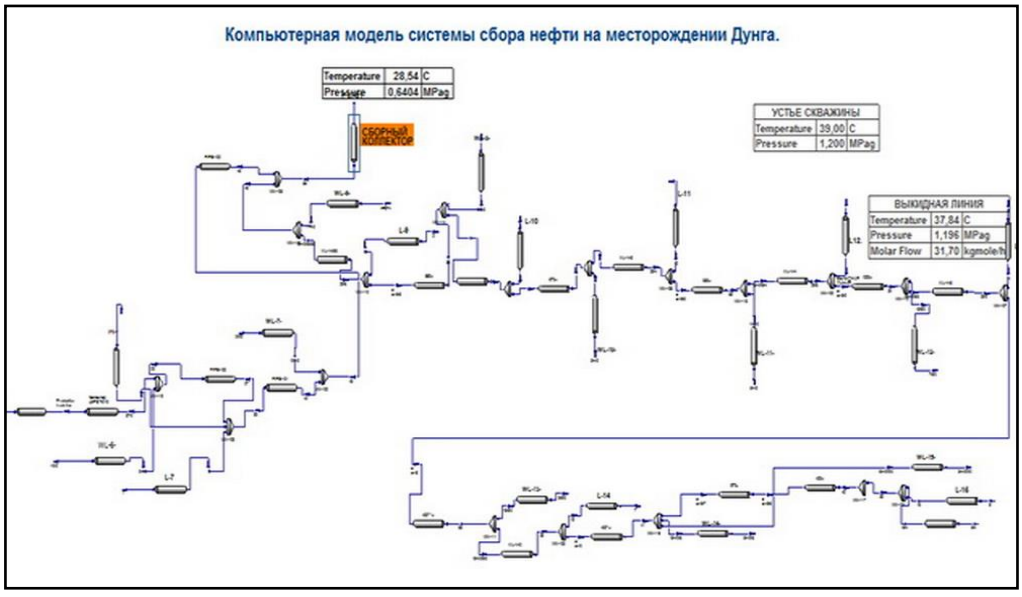


Рис.3 - Определение температуры нефти при ее транспортировке от скважин до установки подготовки нефти.

Для определения температуры начала кристаллизации парафина в нефти месторождения Дунга по рисунку 1 из точки на оси абцисс, определяемой концентрацией парафина в нефти месторождения Дунга, равной 14,4% восстанавливаем перпендикуляр до пересечения в кривой растворимости. Из полученных данных следует, что нефть месторождения Дунга с содержанием парафина 14,4% насыщается кристаллами парафина при температуре 41,0˚С.

По рисунку 1 можно определить концентрацию кристаллов парафина для конкретных температур. Температура эмульсии в выкидных линиях составляет 37,8 ˚С. Для определения концентрации кристаллов парафина проводим линию, параллельную оси абцисс из точки 37,8˚С до пересечения с кривой растворимости. Температуре 37,8,0˚С соответствует концентрация парафина в жидкой фазе, равная 11,2%. Количество твердой фазы парафина в нефти при температуре 37,8˚С определяем по формуле:

$T_{пар.}=C_{пар.н}-C_{пар.37,8}*100/(C_{пар.100} - C_{пар.37,8)=}$ (14,4-11,2)*100/(100-11,2)=3,6%.

Где:

$C_{пар.н}$, $C_{пар.37,8,}$ $C_{пар.100}$ –концентрация парафина в исходной нефти, концентрация парафина в нефти при температуре 37,8^{0}С и концентрация парафина в «чистом»парафине.

Аналогично рассчитываем количество твердой фазы в сборном коллекторе при температуре 28,5˚С. Оно составляет 8,0%. Приведенные расчеты показывают, что наибольшее количество осадка выпадает в сборном коллекторе.

В данной работе показано влияние введение ингибиторов на растворимость парафина в нефти месторождения Дунга. Результаты влияния ингибитора Pandep-5101на растворимость парафина также показаны на диаграмме, на рисунке 1. Из рисунка 1 следует, что введение ингибитора позволяет предотвратить выпадение парафина не только на скважине, но и в выкидной линии, а также сводит до минимального количество осадка в сборном коллекторе (1,7%).Этот расчет подтверждается лабораторными исследованиями. Проведенными нами лабораторными исследованиями показано, что введение ингибитора в количестве 750-1000мг/л полностью снижает количество осадка в нефти месторождения Дунга в зимний период года и введение ингибитора в количестве 500-700 мг/л решает эту проблему летом.

Выводы

1.Изучена растворимость парафина в нефти месторождения Дунга в диапазоне температур 25-50˚С.

2.В результате исследований показано, что при снижении температуры нефти ниже 41˚С появляется твердая фаза - осадок парафина.

3.Расчетом профиля добывающей скважины показано, что отложения парафина в ней не происходит, что подтверждается на практике.

4.Проведены расчеты количества осадка АСПО в нефти при транспортировке ее по трубопроводам, начиная от скважин и заканчивая сборным коллектором. Показано, что наибольшее количество осадка парафина выпадает в сборном коллекторе, по которому эмульсия поступает на установку подготовки нефти.

5.На основании проведенных расчетов по диаграмме растворимости и проведенных лабораторных экспериментов подобрана концентрация ингибитора парафинообразования Pandep-5101 для разных периодов года и определено место его ввода - сборный коллектор. Данная рекомендация успешно внедрена на месторождении Дунга.

Список использованной литературы

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". - 2000. - 653 с.

2. Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти. - Н-ТС . Нефтепромысловое дело. - 2004. - № 12. – с. 41-43.

3. Сорокин А.В., Табакаева А.В. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины. - Бурение и нефть. - 2009. - № 2. - с.25-26.

4. Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений. - Технологии нефти и газа. - 2006. - № 6. - с. 19-24.

5. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых

условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения . - Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭГ. - 2008.

6. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. - М.: Недра. - 1986. - 240 с.

7. . Влияние отложения в пласте твердых парафинов на фазовое состояние нефтей в процессе разработки месторождений // Петрова Л.М., Форс Т.Р., Юсупова Т.Н. и др. - Нефтехимия. - 2005. - Т.45. - № 3. – с. 189-195.

8. Осложнения в нефтедобыче // Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др. -Уфа. - 2003. - 302 с.

9. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти. - М.: Химия. - 1964. - 540 с.

10. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т.и др. - Технологии нефти и газа. - 2006. - № 6. - с. 19-24.

11.Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М. и др. - Нефтяное хозяйство. - 2006. - №1. - с. 110-111.

12. Юрпалов И.А., Драчева Г.Ю., Глущенко В.Н. Практика применения метода холодного контакта для подбора ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений из нефти. Труды института ПГТУ «Проблемы и перспективы развития химической промышленности на Западном Урале ». - Т.1. - 2005. - с. 258-262.

15. Испытания реагента «Primene81-R» в скважинах и трубопроводе в НГДУ «Жигулевскнефть» // Баландин Л.Н., Титов В.Н., Елашева О.М. и др. - Нефтяное хозяйство. -2000. - № 5. - с. 47-78.

16. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: Аналитический обзор. - Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж»,. - 2001. - 156 с.

17.Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. – Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. Москва, «Недра», 1984 г.

УДК 001.89:622.276.43:678(574)

Жапбасбаев У.К., Солтанбекова К.А., Манханова А.Е.
(НАО «Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева»)

Лабораторные исследования щелочно-ПАВ-полимерного воздействия на образцах керна месторождения Кенбайской группы

Введение

С ростом глобального спроса на энергию и истощением ресурсов, повышение нефтеотдачи зрелых месторождений становится важной задачей. Для зрелых месторождений широкое применение получили химические методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Они могут применяться после традиционного заводнения, т.к. требуют минимального оборудования для смешивания химических агентов с нагнетаемой водой. Щелочно-ПАВ-полимерное (ASP) заводнение это химический МУН, в котором щелочь, ПАВ и полимер нагнетается в виде оторочки. Синергетический эффект этих трех компонентов позволяет улучшить нефтеизвлечение за счет снижения поверхностного натяжения и выравнивания профиля приемистости.

Механизм воздействия данного метода заключается в следующем [1]:

- уменьшение поверхностного натяжения вследствие образования дополнительных ПАВ за счет внутрипластовой реакции щелочи и кислотных компонентов нефти;
- в дополнении к этому применение синтетических ПАВ позволяет достичь еще более сверхнизких значений поверхностного натяжения;
- использование щелочи в составе раствора позволяет снизить потери химических реагентов, таких как ПАВ и полимер;
- присутствие полимера увеличивает охват пласта воздействием.

Обзор по проектам ASP воздействия в мире рассмотрен в работе [2]. Обобщены и сравнены результаты 21 проектов, 12 из которых реализованы в Китае, 6 в США, 2 в Индии, 1 в Венесуэле. Большинство ASP проектов проводились на месторождениях с пятиточечной системой размещения скважин. Все проекты ASP воздействия проводились на терригенных пластах. ASP заводнение обычно состоит из закачки трех оторочек: предварительная оторочка, основное ASP воздействие, оторочка полимерного раствора. Согласно анализу проектов для ASP воздействия используют щелочь, ПАВ и полимер со следующими концентрациями 1,25 %масс., 0,27 %масс. и 0,135 % масс. соответственно, общий объем закачиваемого раствора составляет 30,8% PV порового объема. Средний

прирост коэффициента нефтеотдачи составляет 21,8% от общих геологических запасов.

Результаты лабораторного моделирования ASP заводнения на образцах керна Мамонтовского месторождения приведены в работе [3]. По результатам исследования коэффициент вытеснения достигает 80% при последовательной закачке смеси ASP в объеме $0{,}4V_{пор}$ и полимера в объеме $0{,}4V_{пор}$. Успешные лабораторные испытания ASP заводнения показывают перспективу дальнейшего развития данного метода и реализацию полномасштабных проектов на различных месторождениях Сибири.

Согласно работе [4] основными факторами, влияющими на успешность промышленных испытаний ASP заводнения являются: 1) успешная работа вытесняющих агентов; 2) Контроль за профилем приемистости и способность вытеснения; 3) адекватная сетка скважин и расстояние между скважинами. Следующие отрицательные эффекты были получены при промышленных испытаниях: 1) отложение солей и коррозия скважины, соответственно сокращение межремонтного периода работы скважины; 2) сильное эмульгирование приводящее к многочисленным проблемам при подготовке жидкости, в том числе избыточное содержание твердых частиц, а также высокая стоимость подготовки воды; 3) значительное уменьшение добычи жидкости.

Промысловые испытания ASP заводнения на зрелых месторождениях показывают увеличение обводненности и прирост дополнительной добычи нефти на более чем 20% от начальных геологических запасов [5]. Технология ASP заводнения показала свою эффективность за счет снижения капиллярных сил удерживающих остаточную нефть, улучшения коэффициента подвижности и тем самым извлечение до 15-30% от начальных геологических запасов нефти.

Хорошие результаты по вытеснению нефти показал состав, в который вошли полимер, ПАВ бетаин и щелочной лигнин [6]. ПАВ бетаин значительно снижает поверхностное натяжение между нефтью и водой при низкой концентрации без щелочи. В этот раствор для снижения адсорбции был добавлен щелочной лигнин по минимальной цене. Лабораторные эксперименты проводились на насыпной керновой модели. Исследования показали, что поверхностное натяжение снизилось до 0,0001 мН/м и менее при концентрации бетаина в пределах 0,01-0,1 %масс. без щелочи. Эксперимент динамической адсорбции показал, что адсорбция снижалась на 40% при соотношении щелочного лигнина и бетаина 1 к 7,5 (отношении начальной и конечной масс). Более того, полимер, добавленный в такой раствор ускорил снижение поверхностного натяжения между нефтью и водой. Керновые исследования по вытеснению ASP воздействием с применением полимера, бетаина и щелочного лигнина показали дополнительный прирост коэффициента нефтеотдачи на 13%~20% после

традиционного заводнения, что значительно выше, чем просто полимерное заводнение при одинаковых условиях.

Метод щелочно-ПАВ-полимерного воздействия в условиях Западно-Салымского месторождения рассмотрено в работе [7]. Было проведено 8 фильтрационных экспериментов. Основными параметрами, которые менялись в ходе эксперимента были: объем закачиваемого щелочно-ПАВ-полимерного раствора, концентрация соли и щелочи в жидкости, состав ПАВ в смеси и способ его подготовки. Лабораторные эксперименты показали, что остаточная нефтенасыщенность после ASP заводнения составляет 5,4%, что означает уменьшение остаточной нефтенасыщенности по сравнению с обычным заводнением на 31%.

Пилотные испытания щелочно-ПАВ-полимерного (ASP) воздействия

Широкомасштабные пилотные испытания были проведены в Китае компанией PetroChina на месторождении Дацин [8] (таблица 1). По сравнению с традиционным заводнением ASP технология позволила увеличить нефтеотдачу более чем на 20%. Приведены некоторые данные по промысловым испытаниям закачки ASP агентов проведенных в Китае. Отмечено, что ASP заводнение успешно как технически, так и экономически. Стоимость химических агентов (щелочь/ ПАВ / полимер) приходящихся на 1 баррель дополнительно добытой нефти составляет 11-15. Общие расходы на 1 баррель дополнительно добытой нефти 15-28. Дополнительная нефтеотдача после традиционного заводнения составила18-20%.

Таблица 1. Результаты пилотных проектов применения ASP заводнения

Месторождение	**Начало проекта**	**V 10^4, $м^3$**	**Нач. гелог. Запасы 10^4, т**	**Сетка скважин/ расстояние между скважинами, м**	**Обводненность, %**	**КИН, %**
Шэнли Гудонг (Shengli Gudong)	1992		77952	1 наг., 4 доб. / 50		13,4
Восточная часть центрального Сарту Дацин (Saertu Daqing)	1994	20,33	11,73	4 наг., 9 доб. / 106	48,6	21,4
Центральная часть Дацин Xing-5 зоны	1995	6,8	3,7	1 наг., 4 доб. / 106	55,8	25
Западная часть Дацин Xing-2 зоны	1996	43,5	24,01	4 наг., 9 доб. / 200	49,3	19,6
Западная часть Северная-1 зоны)	1996	94,5	110,4	6 наг., 12 доб. / 250	50	21,04
Small well Дацин	1993			1 наг.,		23,24

				2 доб. / 75		
Центральная часть Xing-2 зоны Дацин	1998			17 наг., 27 доб. / 200		
Карамай провинция Синьзянь	1995			4 наг., 9 доб. / 50		25

Пилотные испытания ASP заводнения на месторождении Jhalora (Индия) были начаты в 2010 году. Согласно лабораторным испытаниям наиболее эффективная схема закачки включала следующий состав ASP агентов: 0,3PV ASP оторочки, в том числе 2,5 %масс. карбонат натрия, 0,25 %масс. ПАВ и 1500 ppm полимера, 0,3PV полимерной продавочной оторочки (три оторочки по 0,1PV, каждая с концентрацией полимера 1200, 800 и 400 ppm), последующая закачка воды в объеме 0,4PV. С начала применения ASP заводнения наблюдается снижение обводненности и постепенное увеличение дебита нефти (рисунок 1). Накопленный прирост добычи нефти составил 47000 баррелей за период с 07.02.2010 по 11.10.2011. Результаты пилотных испытаний превзошли ожидаемые результаты моделирования ASP заводнения. Вместе с тем необходим строгий контроль за балансом добычи-закачки и качеством ASP раствора, в том числе за химической концентрацией.

Промышленные испытания ASP заводнения на Западно Салымском месторождении начаты в июле 2016 года, последующее полимерное заводнение начато в феврале 2017 года. ASP заводнения привело к мобилизации остаточной нефти в пределах пилотного контура заводнения. Общая нефтедобыча в течение промышленных испытаний составила 3400 тонн, что соответствует приросту коэффициенту нефтеотдачи на 16% [9]. До ASP заводнения коэффициент нефтеотдачи достигал 52%, после достиг 68%.

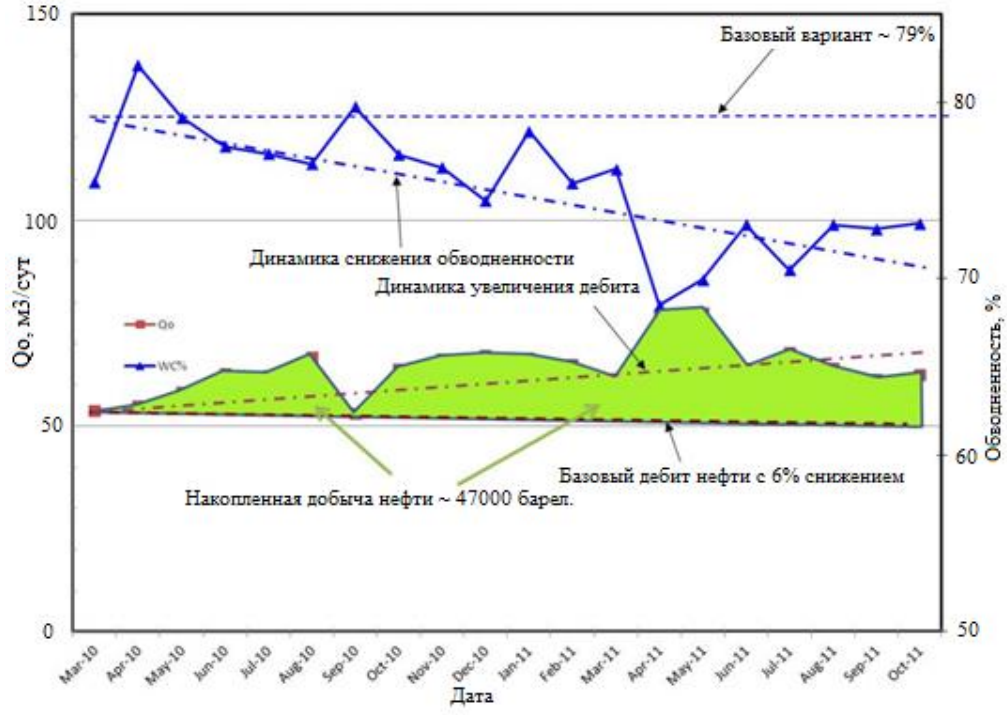


Рис. 1 - Показатели разработки на месторождении Jhalora при применении ASP заводнения

Критерии применимости

Критерии применимости различных методов повышения нефтеотдачи рассмотрены авторами Lake et al., Taber et al., Al-Bahar et al., Dickson et al., James et al. [10-15] В таблице 2 обобщены некоторые параметры, критично влияющие на применение МУН: пластовая температура, минерализованность пластовой воды, глинистость, вязкость нефти, проницаемость пласта и др. Сравнены значения параметров, предложенные авторами и результаты реальных ASP проектов.

Таблица 2. Критерии применимости ASP заводнения

Параметр	**Автор предложенных критериев**					
	Lake et al. (1992)	**Taber et al. (1997 a,b)**	**Al-Bahar et al. (2004)**	**Dickson et al. (2010)**	**James et al. (2013)**	**Резуль-таты реаль-ных ASP проектов**
Вязкость нефти (сПз)	<200	<35	<150	<35	<50	12.9
Нефте-насыщенность, д.ед.		>0.35		>0.45	>0.3	0.3
Проницаемость, мД		>10	>50	>100	>50	473.0
Пластовая		<93.3	<70	<93.3	<95	52

температура, °C						
Минерализованность пластовой воды, ppm			50000	<200000 при Tr<60°C, <50000 при Tr>60°C	<50000	7993
Литология			Песчаник		Песча-ник	Песчаник
Глинистость			Низкая		Низкая	Низкая
Расстояние между скважинами, м					<656	403.6

Применение ASP заводнения в условиях месторождения Кенбайской группы

Для определения эффективности ASP заводнения в условиях месторождения Кенбайской группы были проведены фильтрационные исследования на 4-х моделях образцов керна. Целью фильтрационных исследований было определение коэффициента вытеснения с точки зрения прироста при ASP заводнении. Месторождение Кенбайской группы включает в себя V объект разработки месторождения Молдабек Восточный - продуктивные пласты Ю-IV и Ю-V.

К горизонту Ю-IV приурочена нефтяная залежь пластово-сводового типа, тектонически и литологически экранированная. На большей части залежи западного крыла отмечается развитие зон плотными и глинистыми породами. Отложения горизонта Ю-IV литологически представлены глинами, песчаниками и песками, встречаются прослои бурого угля. Породы слабосцементированы, наблюдаются высокие фильтрационно-емкостные характеристики в песчаниках и песках. Общая эффективная толщина – от 1,2 м до 23,4 м, в том числе нефтенасыщенная толщина - от 1,2 м до 21,6 м.

К горизонту Ю-V приурочена нефтяная залежь пластово-сводового типа, тектонически и литологически экранированная, получившая развитие в блоках I, II, III, IV. Породы слабосцементированы, в связи с чем наблюдаются высокие фильтрационно-емкостные характеристики породы, особенно в песчаниках и песках. Общая эффективная толщина – от 0,9 м до 27,2 м, нефтенасыщенная толщина - от 0,9 м до 9,8 м.

Результаты тестов по исследованию фазового поведения флюидов на границе контакта раствора щелочь / ПАВ - нефть

С целью предварительного отбора рецептур растворов для закачки в керны проводилось исследование фазового поведения растворов ПАВ и щелочи на границе контакта с нефтью. Для этого растворы щелочь/ПАВ смешивались с нефтью в соотношении 1:1. Были приготовлены следующие растворы:

1. На воде мелового горизонта:

a. 0,1-ПАВ и 0,6- щелочь
b. 0,02 – ПАВ и 0,8 Щелочь
c. 0,02-ПАВ и 0,6 щелочь
d. 0,05 – ПАВ и 0,6 щелочь
2. На воде юрского горизонта
a. 0,1 – ПАВ и 0,8 щелочь
b. 0,02 – ПАВ и 0,6 щелочь
c. 0,05 ПАВ и 0,8 щелочь.

В качестве ПАВ использовался лаурилсульфат (далее ПАВ), в качестве щелочи едкий натрий. Данные реагенты в необходимых концентрациях приготавливались на технических водах и смешивались до полного растворения.

Пробы нефти отобраны из скважин месторождения Восточный Молдабек №453 (горизонт юра), №256 (горизонт мел).

Для приготовления раствора использовалась отобранная из скважин пластовая и техническая вода. Физические свойства вод представлены в таблице 3.

Для исследований был использован полимер, предоставленный французской компанией «СНФ», FloPaam 5205 VHM. Учитывая высокую вязкость нефти, французской компанией «СНФ» было рекомендовано использовать полимер концентрацией 2000, 2500 и 3000 ppm.

Таблица 3. Физические свойства технической и пластовой воды (исходные данные) для месторождения В. Молдабек

	Наименование	**Плотность (г/см³)**	**Вязкость (мПа*с)**
1	Пластовая вода (горизонт мел)	1,0756	1,3
2	Пластовая вода (горизонт юра)	1,0926	1,32
3	Техническая вода	1,0908	1,1

Результаты фазового поведения раствора при разной концентрации щелочи и ПАВ для мелового горизонта показывает, что наименьший осадок наблюдается в растворе, в составе которого ПАВ 0,02, щелочь 0,6 (рисунок 2). Однако, на рисунке 2 показано что, при контакте раствора с нефтью наилучшие результаты показывают растворы с ПАВ 0,02 и щелочь 0,8 и ПАВ 0,02 и щелочь 0,6. Поэтому было принято решение применить для мелового горизонта растворы с концентрацией щелочи 0,8 и ПАВ 0,2, а также щелочь 0,8 и ПАВ 0,2.

Сравнивая результаты юрского горизонта (рисунки 4-5), отмечается, что при уменьшении концентрации ПАВ уменьшается и осадок.

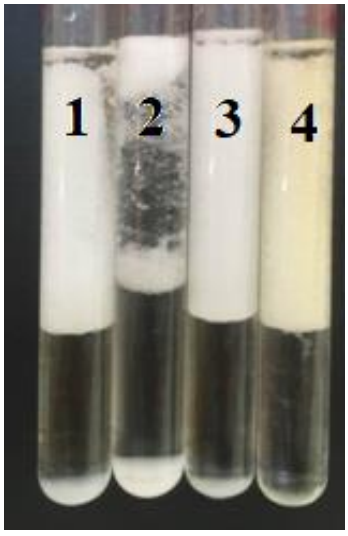


Рис. 2 - Фазовое поведение раствора щелочь/ПАВ для мелового горизонта 1-*ПАВ-0,1/щелочь-0,6*; 2-*ПАВ-0,02/щелочь-0,8*; 3-*ПАВ-0,05/щелочь-0,6*; 4-*ПАВ-0,02/щелочь-0,6*

Рис. 4 - Фазовое поведение раствора щелочь/ПАВ с нефтью мелового горизонта 1-*ПАВ-0,1/щелочь-0,6;* 2-*ПАВ-0,02/щелочь-0,8;*3-*ПАВ-0,05/щелочь-0,6*; 4-*ПАВ-0,02/щелочь-0,6*

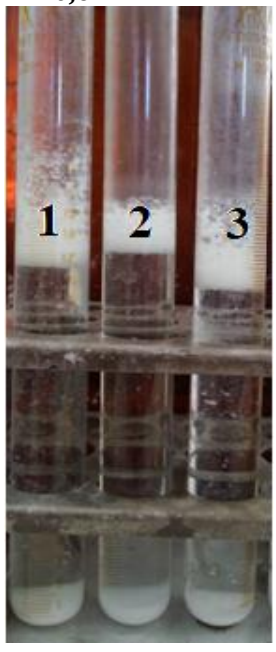


Рис. 4 - Фазовое поведение раствора щелочь/ПАВ для юрского горизонта 1-*ПАВ-0,1/щелочь-0,8*; 2 *ПАВ-0,05/щелочь-0,8*; 3- *ПАВ-0,02/щелочь-0,6*

Рис. 5 - Фазовое поведение раствора щелочь/ПАВ с нефтью юрского горизонта 1-*ПАВ-0,1/щелочь-0,8*; 2-*ПАВ-0,05/щелочь-0,8*; 3- *ПАВ-0,02/щелочь-0,6*

Таким образом, было решено использовать следующие концентрации для фильтрационных исследований:

1. На воде мелового горизонта:
a. 0,02 – ПАВ и 0,8 щелочь
b. 0,02 – ПАВ и 0,6 щелочь
2. На воде юрского горизонта:
a. 0,02 – ПАВ и 0,8 щелочь
b. 0,02 – ПАВ и 0,6 щелочь

Результаты лабораторных фильтрационных исследований

Для определения эффективности ASP воздействия были проведены специальные фильтрационные исследования с точки зрения прироста коэффициента вытеснения.

Для проведения специальных фильтрационных исследований использовали систему PLS-200 с 4-мя гидростатическими кернодержателями. Кернодержатели сконфигурированы для работы под давлением до 10000 psi и с температурой до 150°C для максимальной приближенности условий эксперимента к пластовым. Прибор комплектуется поршневым безимпульсным насосом по нагнетанию до 3650 psi при 0,001 до 204 мл/час, а также, системой измерения перепада давления «DPS-100» с 2 датчиками высокой точности (0,05%).

Образцы изначально насыщаются пластовой водой, а затем вставляются в гидростатические кернодержатели оборудования. Для насыщения образцов модели водой был использован автоматический сатуратор (AST-600), позволяющий в автоматизированном порядке выбирать время откачки воздуха и давления насыщения для быстрого и полного насыщения образцов керна.

Исследования были проведены на 4-х моделях образцов с разных горизонтов. Для подачи воды, нефти и полимера при проведении фильтрационных исследований были использованы двухцилиндровые без импульсные шприцевые насосы высокого давления и цилиндрические емкости с поршневым вытеснением.

Все фильтрационные эксперименты были проведены без использования обратного давления, так как объемы выхода жидкости рассчитывались методом материального баланса. Во время каждого эксперимента кернодержатели были обвернуты специальными нагревательными кожухами, температура которых поддерживалась на уровне пластовой температуры: для мелового горизонта 19,7°C, для юрского 29,3°C.

Фильтрационные исследования по эффективности применения полимерных систем были проведены на 4 керновых образцах.

Таблица 4. Результаты стандартных исследований образцов керна

п/п	Глубина отбора образца, м	Поровый объем, $см^3$	Пористость, %	Длина, см	Диаметр, см	Объем образца, $см^3$	Проницаемость по газу, мД	
	258,75	24,689	36,76	5,854	3,822	67,128	1460	Насып-ная
	260,65	24,071	36,853	5,732	3,809	65,282	1300	Насып-ная
	496,8	21,516	32,261	5,856	3,808	66,659	92,3	Выбу-ренная
	497,25	23,003	33,681	5,981	3,813	68,261	127,7	Выбу-ренная

Результаты фильтрационных исследований или зависимость коэффициента вытеснения от объема закачки представлены на рисунках 6-9.

По результатам фильтрационных исследований на керновых образцах можно сделать следующее заключение:

- По меловому горизонту отмечается, что использование щелочь/ПАВ/полимер заводнения приводит к дополнительной добыче. Использование концентрации ПАВ-0,02% и щелочь – 0,8% увеличивает добычу нефти почти в 4 раза больше, чем раствор ПАВ-0,02% и щелочь – 0,6%.

Использования полимера концентрации 3000 ppm показывает более быстрый результат, мгновенно увеличивая КИН до 8% выше, чем концентрация 2500 ppm, однако в итоге независимо от концентрации КИН увеличился до 73%. Значения фактора сопротивления, а также остаточного фактора сопротивления возрастают примерно в 2 раза.

- По юрскому горизонту можно сделать вывод, что использование концентрации ПАВ-0,02% и щелочь – 0,8% приводит к дополнительной добыче, тем временем как ПАВ-0,02% и щелочь – 0,6% не дает результатов. Более того увеличение концентрации полимера позволяет увеличить дополнительный коэффициент вытеснения с 9,3% до 17,7%.

Таким образом, сравнивая разные концентрации щелочь/ПАВ растворов и полимеров можно сделать вывод, что для мелового горизонта использование раствора ПАВ-0,02%/щелочь 0,8% и полимер 2500 ppm приводит к увеличению добычи на 19%, для юрского горизонта оптимальным является использование раствора ПАВ-0,02%/щелочь 0,8% и полимер 3000 ppm.

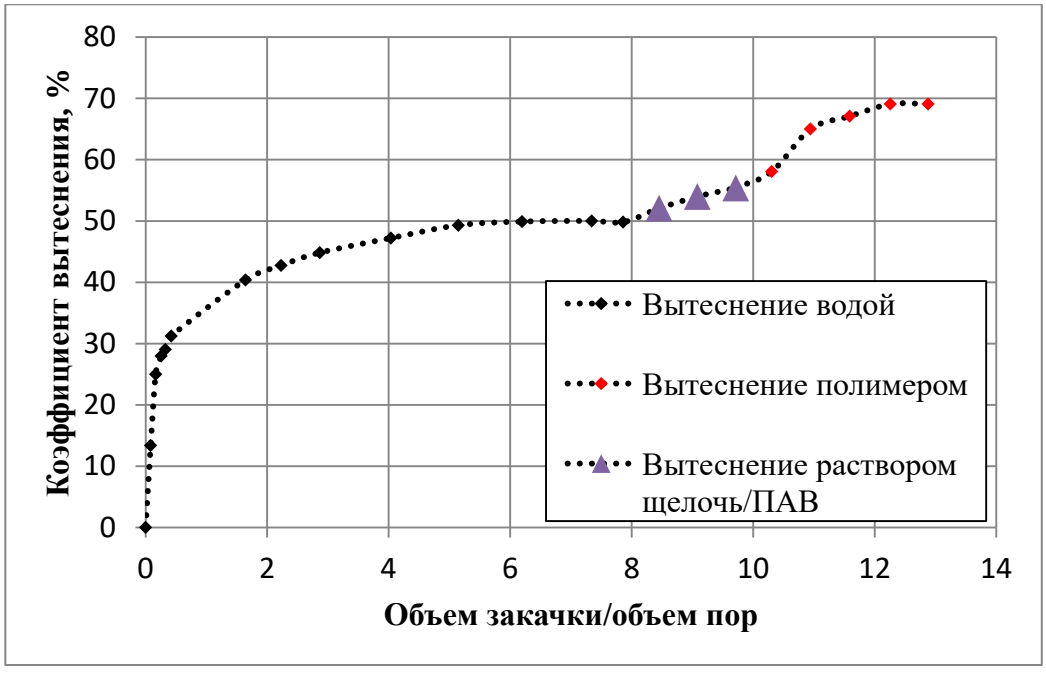


Рис. 6 - Результаты вытеснения по керну мелового горизонта модель №1

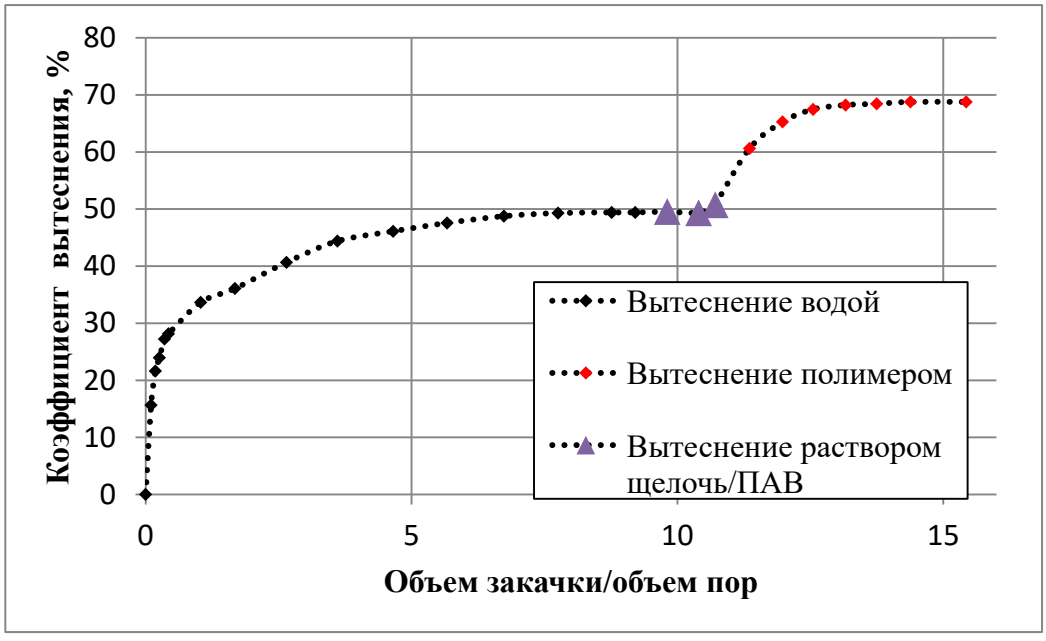


Рис. 7 - Результаты вытеснения по керну мелового горизонта модель №2

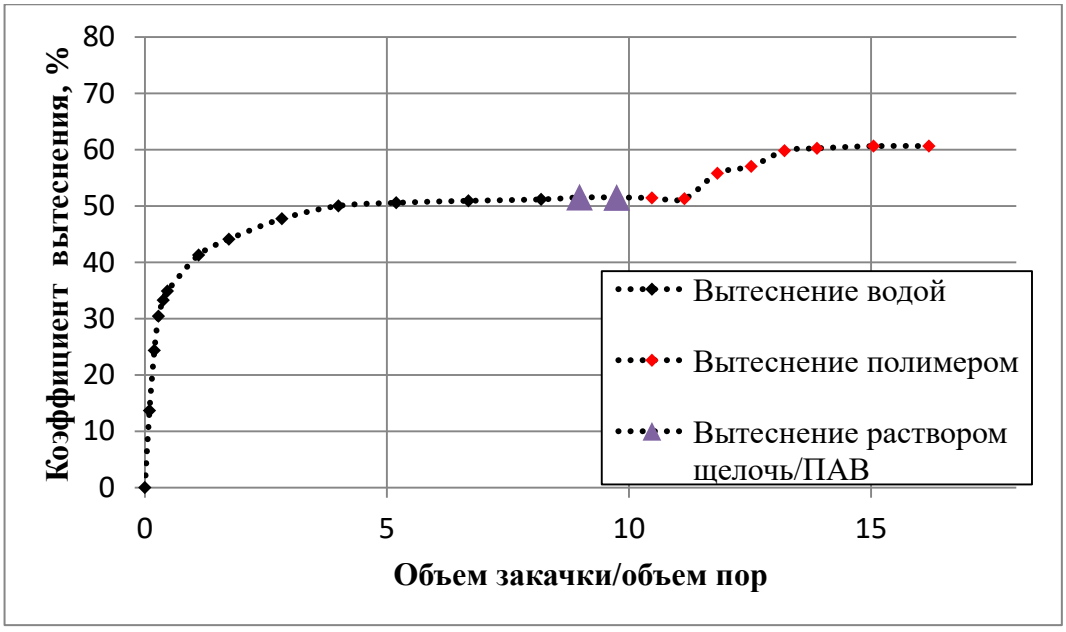


Рис. 8 - Результаты вытеснения по керну юрского горизонта модель №3

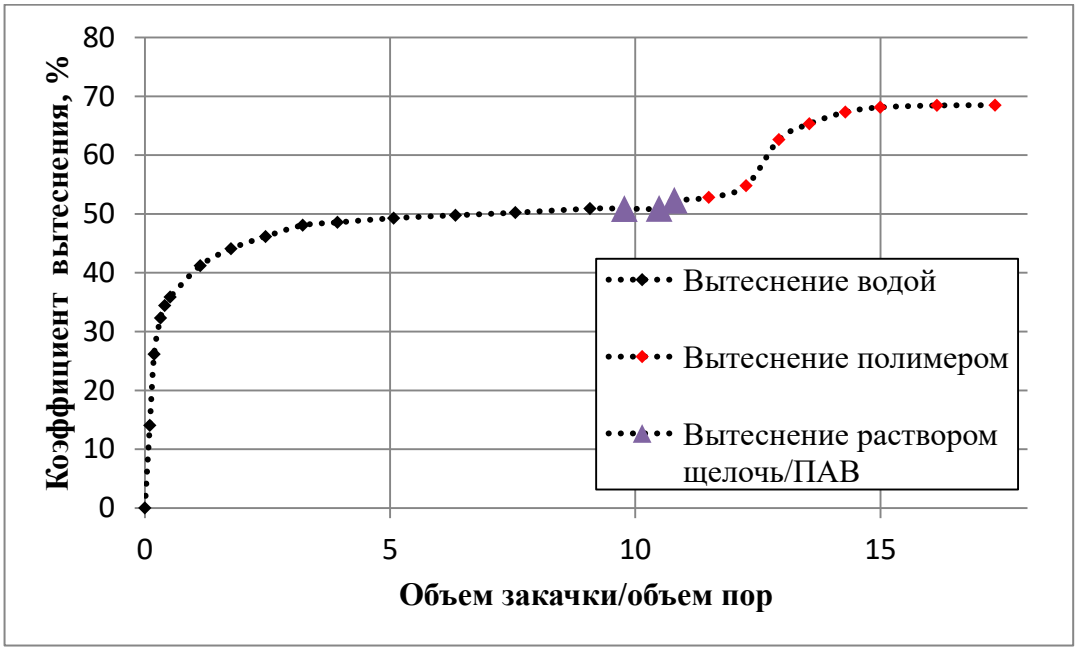


Рис. 9 - Результаты вытеснения по керну юрского горизонта модель №4

Выводы

Широкомасштабные промышленные испытания щелочно-ПАВ-полимерного (ASP) воздействия применялись в Китае, Индии, России, США и показали успешность и эффективность метода воздействия.

Перед проведением фильтрационных исследований были приготовлены щелочь/ПАВ растворы на технической воде для тестирования фазового поведения флюидов на границе контакта раствора щелочь/ПАВ -нефть. По результатам данных исследований было выявлено, что при снижении концентрации ПАВ для мелового и юрского горизонта уменьшается количество выпадающих осадков. Вследствие чего, для обоих горизонтов были подобраны концентрация ПАВ -0,02% и щелочь – 0,6%, ПАВ -0,02% и щелочь – 0,8%.

Сравнивая разные концентрации щелочь/ПАВ растворов и полимеров можно сделать вывод, что для мелового горизонта использование раствора ПАВ-0,02%/щелочь 0,8% и полимер 2500 ppm приводит к увеличению добычи на 19%, для юрского горизонта оптимальным является использование раствора ПАВ-0,02%/щелочь 0,8% и полимер 3000 ppm.

Данная работа выполнена при поддержке грантового финансирования КН МОН РК, №AP05130355.

Список использованной литературы

1. Проблемы повышения нефтеотдачи пластов высоковязкой нефти: монография // Жапбасбаев У.К., Жаппасбаев Б.Ж., Манханова А.Е. и др. - Алматы: КБТУ. - 2017. – 198 с.

2. Sheng J.J. A Comprehensive Review of Alkalibe-Surfactant-Polymer (ASP) Flooding. - SPE165358. - 2013.

3. Скрипкин А.Г., Торопов К.В. Лабораторное моделирование щелочно-ПАВ-полимерного заводнения на образцах керна Мамонтовского месторождения. - Нефтяное хозяйство . -№ 4. - .2016. - с. 39-41.

4. Zhu Y., Hou Q., Ma D., Liao G Recent Progress and Effects Analysis of ASP Flooding Field Tests. - SPE 151285. -2012

5. Wyatt K., Pitts M.J., Surkalo H. Mature Waterfloods Renew Oil Production by Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding. -SPE 78711. -2002

6. Feng A., Zhang G., Ge J., Jiang P., Pei H., Zhang J., Li R. Study of Surfactant-Polymer Flooding in Heavy oil Reservoirs. -SPE 157621. -2012

7. Экспериментальное исследование щелочно-ПАВ-полимерного метода увеличения нефтеотдачи на образцах керна Западно-Салымского месторождения // Скрипкин А.Г., Кузнецов И.А. Волокитин Я.Е. и др. - SPE 162063. – 2012.

8. Gao Shutang Gao qiang Ji Lin Recent Progress and Evaluation of ASP Flooding for EOR in Daqing Oil Field. - SPE 127714. - 2010

9. Volokitin Y., Shuster M., Karpan V. et al. Results of alkaline-surfactant-polymer flooding pilot t West Salym field. - SPE-190382-MS. - 2018.

10. Lake L.W., Schmidt R.L., Venuto P.B. A niche for enhanced oil recovery in the 1990s. Oilfield Review, 55-59. -1992

11. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR screening criteria revised – part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPEREE (August), 189-198. -1997a.

12. Taber J.J., Martin F.D., Seright R.S. EOR screening criteria revised – part 2: Applications and impact of oil prices. SPEREE (August), 199-205. -1997b.

13. Dickson J.L., Leahy-Dios A., Wylie P.L. Development of improved hydrocarbon recovery screening methodologies. Paper SPE 129768. SPE Improved Oil Recovery Symposium. 24-28 April, Tulsa, Oklahoma, -2010.

14. Al-Bahar M.A., Merrill R., Peake W., Jumaa M., Oskui R. Evaluation of IOR potential within Kuwait. Paper SPE 88716. Presented at the Abu Dhabi International Conference and Exhibition. Abu Dhabi, United Arab Emirates, 10-13 October, 2004.

15. James J. Sheng A comprehensive review of alkaline-surfactant –polymer (ASP) flooding. -SPE 165358. -2013.

УДК 001.89:620.197.3(574)

Токбаев А.А., Измаилова А.Ж.
(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)

Сравнительный анализ эффективности ингибиторов коррозии на примере месторождений ТОО «СП «КазГерМунай»

Лабораторные испытания образцов ингибиторов коррозии (далее ИК): №№1, 2, 3, 4 и 5 проводились на модели пластовой воды (далее МПВ) в условиях, имитирующих системы нефтесбора и поддержания пластового давления (далее ППД), соответствующих промысловым условиям на объектах месторождении Акшабулак и Нуралы ТОО «СП «Казгермунай».

Физико-химические свойства пластовых вод представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 5 - Физико-химические свойства пластовой воды, отобранного с сепаратора V-3101 месторождения Акшабулак

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Результаты
1	Натрий + Калий - $Na^+ + K^+$	мг/л	23 615,00
2	Магний -Mg^{2+}	мг/л	608,00
3	Кальций - Ca^{2+}	мг/л	4 810,00
4	Хлорид - Cl^-	мг/л	46 315,00
5	Сульфат-SO_4^{2-}	мг/л	380,00
6	Гидрокарбонат-HCO^{3-}	мг/л	143,00
7	Общая минерализация	мг/л	75 871,00
8	pH	ед. pH	7,2
9	Плотность при 20°C	г/см^3	1,0495

Таблица 6 - Физико-химические свойства пластовой воды, отобранного с сепаратора C1A месторождения Нуралы

№ п/п	Параметры	Ед. изм.	Результаты
1	Натрий + Калий - $Na^+ + K^+$	мг/л	23 375,00
2	Магний -Mg^{2+}	мг/л	486,00
3	Кальций - Ca^{2+}	мг/л	5 311,00
4	Хлорид - Cl^-	мг/л	46 315,00
5	Сульфат-SO_4^{2-}	мг/л	558,00
6	Гидрокарбонат-HCO^{3-}	мг/л	195,00
7	Общая минерализация	мг/л	76 240,00
8	pH	ед. pH	7,3
9	Плотность при 20°C	г/см^3	1,0514

Определение коррозионной активности жидких сред методом LRP (линейного поляризационного сопротивления) выполнялось на портативном коррозиометре АкКорд в соответствии с СТ РК 2602 – 2015 «Определение эффективности защитного действия ингибиторов коррозии в нефтегазовой отрасли методом пузырькового теста».

Данный метод сравнительной оценки «пузырьковый тест «Bubble test» эффективности защитного действия ИК в жидких средах с применением индикаторов скорости, основан на измерении скорости коррозии определенной системы (среда плюс температура) без ИК и с ним и последующей оценки эффективности ИК расчетным способом, и позволяет получить количественное и качественные результаты изменение скорости коррозии во времени и динамику этого изменения.

Испытания проводились на установке с ячейкой, снабженный зондом для измерения LRP с электродами из углеродистой (нержавеющей) стали и подачи углекислого газа, а также перемешивающим и подогревающим

устройством (магнитной мешалкой с подогревом) для имитации турбулентного потока. Испытания проводили при температуре 65°С аналогичной температуре поступаемой жидкости.

На протяжении 3 – 4 часов выполнялось измерение скорости коррозии фона, далее дозируется ИК с нужной дозировкой, продолжительность проведения испытания составляло 16 - 20 часов [2].

Эффективность ингибиторов коррозии проводились в МПВ содержанием растворенного кислорода не более 0,3 мг/л.

Динамика изменения скорости коррозии в жидкой среде месторождений Акшабулак при базовой дозировке 25 г/м^3 показана на рисунках 1 и 2.

Динамика изменения скорости коррозии в жидкой среде месторождений Нуралы при дозировке 25 г/м^3 показана на рисунке 3.

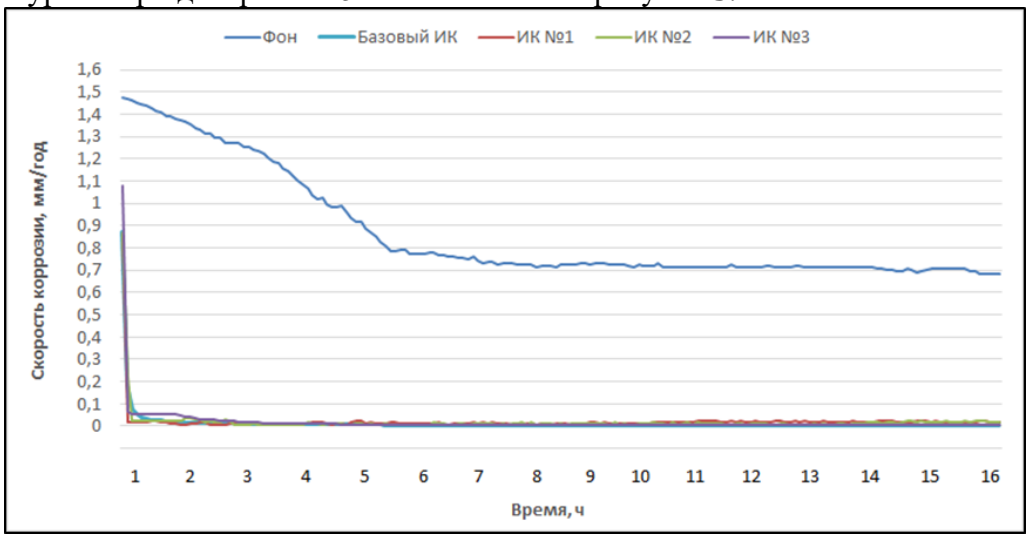


Рис. 5 – Динамика изменения скорости коррозии в жидкой среде образцов №№1, 2 и 3 при дозировке 25 г/м^3, м/р Акшабулак

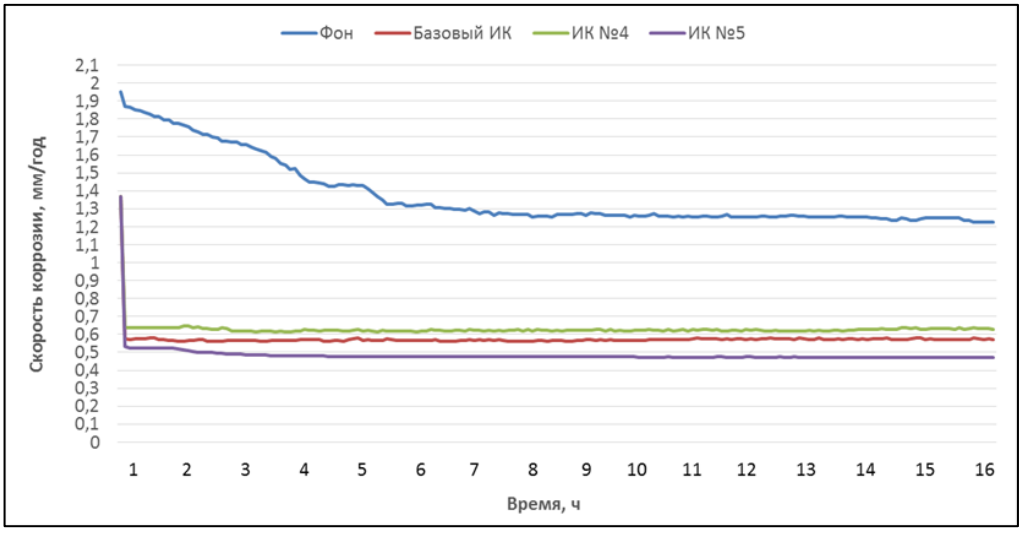


Рис. 6 – Динамика изменения скорости коррозии в жидкой среде образцов №№4, 5 при дозировке 25 г/м^3, м/р Акшабулак

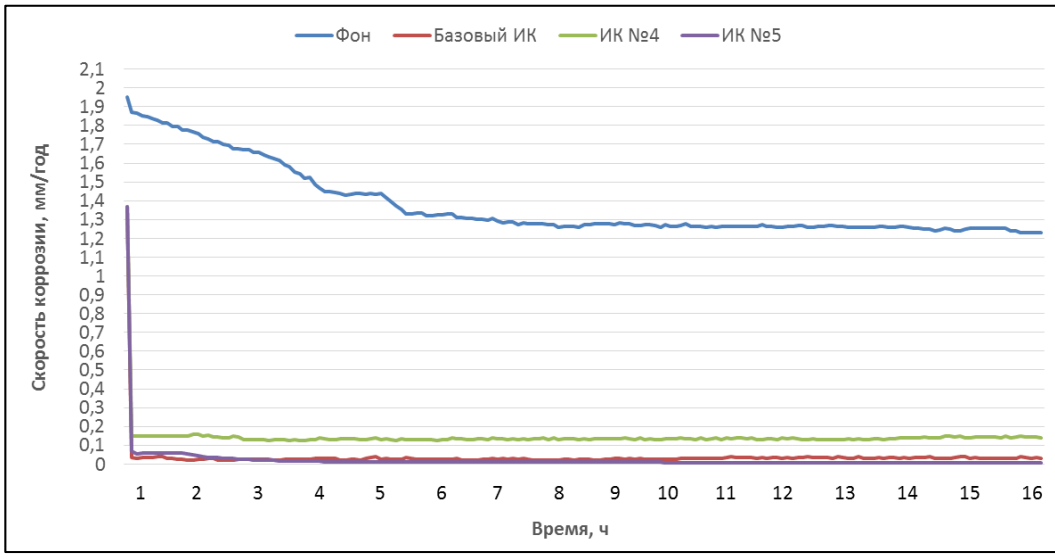


Рис. 7 – Динамика изменения скорости коррозии в жидкой среде при дозировке 25 г/м^3, м/р Нуралы

Принцип определения эффективности ИК оценивается по формуле 1:

$$Э_{ик} = (1 - \frac{x_t}{V_{кф}}) * 100 \quad (1)$$

где $Э_{ик}$ – эффективность ингибитора коррозии, %;

$V_{кф}$ – скорость коррозии фона, мм/год.

x_t – скорость коррозии в промежуток времени, мм/год [2].

В таблице 3 и 4 представлены результаты (защитный эффект) лабораторных испытаний ИК электрохимическим методом на МПВ месторождении Акшабулак и Нуралы. Динамика эффективности ИК при базовой дозировке 25 г/м^3 показана на рисунке 4 [3].

Таблица 7 – Результаты лабораторных испытаний по определению эффективности ингибиторов коррозии на МПВ м/р Акшабулак

№ п/п	Наименование образца ИК	Дози-ровка, г/м^3	Скорость коррозии в не ингибированной среде (фон), мм/год	Скорость коррозии в ингибированной среде, мм/год	Защитный эффект, %
1.	Базовый ИК	25	0,8704	0,0119	98,63
2.	№1	25	0,8597	0,0151	98,24
3.	№2	25	0,8696	0,0137	98,42
4.	№3	25	0,8485	0,0107	98,75
5.	№4	25	1,3723	0,2151	84,33

№ п/п	Наименование образца ИК	Дози-ровка, г/м^3	Скорость коррозии в не ингибированной среде (фон), мм/год	Скорость коррозии в ингибированной среде, мм/год	Защитный эффект, %
1.	Базовый ИК	25	0,8704	0,0119	98,63
2.	№1	25	0,8597	0,0151	98,24
3.	№2	25	0,8696	0,0137	98,42
4.	№3	25	0,8485	0,0107	98,75
6.	№5	25	1,3690	0,0797	94,18

Таблица 8 – Результаты лабораторных испытаний по определению эффективности ингибиторов коррозии на МПВ м/р Нуралы

№ п/п	Наимено-вание образца ИК	Дозировка, г/м^3	Скорость коррозии в не ингибированной среде (фон), мм/год	Скорость коррозии в ингибированной среде, мм/год	Защитный эффект, %
1.	Базовый ИК	25	1,3782	0,0728	94,72
2.	№4	25	1,3723	0,2551	81,41
3.	№5	25	1,3690	0,0311	97,73

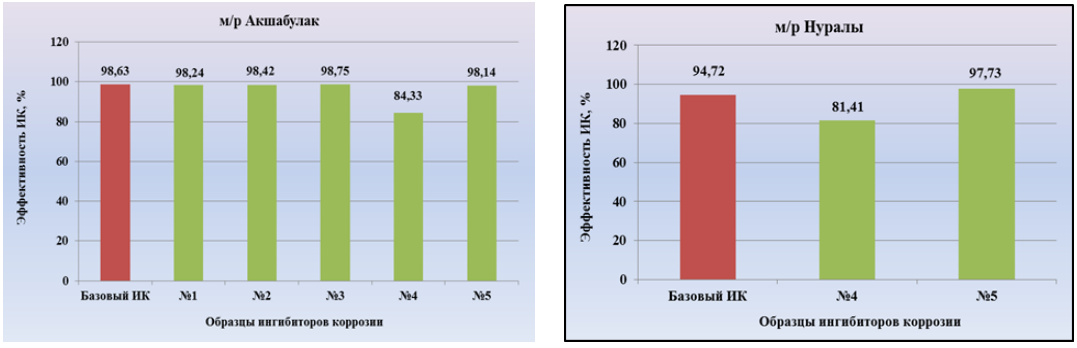


Рис. 8 – Эффективность образцов ИК при дозировке 25 г/м^3

По результатам лабораторных испытаний по определению эффективности ингибиторов коррозии электрохимическим методом при дозировке при 25 г/м^3, образцы ИК показали:

- на МПВ Акшабулак **№ 1** – 98,63%, **№2** – 98,42%, **№3** – 98,75%, **№ 4** – 84,33%, **№5** – 94,18%, **базовый ИК** – 98,63%;
- на МПВ Нуралы **№ 4** – 81,41%, **№5** – 97,73%, **базовый ИК** – 94,72%;

Выше представленные результаты показывают, что эффективность образцов предоставленных образцов ингибиторов коррозии №№ 1, 2, 3 и 5 при базовой дозировке 25 г/м^3 аналогично эффектности базового ИК, эффективность образца №4 ниже [3].

По результатам технико-экономической оценки лабораторных исследований ингибиторов коррозии на ЦППН Акшабулак и УПН Нуралы были проведены опытно промышленные испытания ОПИ путем установки образцов-свидетелей (купоны) контроля коррозии на месторождениях Акшабулак и Нуралы. Замеры скорости коррозии производились гравиметрическим методом.

Результаты испытаний применения ингибиторов коррозии №№1, 2 и 5 на месторождениях Акшабулак и Нуралы представлены в таблицах 5 и 6.

По результатам опытно-промышленных испытаний по определению эффективности ингибиторов коррозии минимальные значения скорости коррозии показала при использовании химического реагента №1 [4].

Основным ключевым моментом в корпоративном менеджменте любой нефтегазодобывающей компании является экономика, которая диктует правила и ставит цели по сокращению расходов на межремонтные периоды и стоимость химреагентов.

Эффективно подобранный в лабораторных условиях и показавший хорошие результаты на ОПИ химреагент снизит межремонтные периоды и продлит срок службы нефтепромыслового оборудования.

Таблица 9 – Результаты определения фоновой скорости коррозии с применением ИК на месторождении Акшабулак ТОО «СП «КазГерМунай»

№ п/п	Точка мониторинга	Ингибитор коррозии	Серия купона	Даты		Кол-во дней проведения ОПИ	Масса купона, г		Потери массы, г	Скорость коррозии, мм/год
				Установки	Демонтажа		Начальная	Конечная		
1	Линия ГУ-2 на манифольд 5	№1	20 (80)	20.11.2018	18.12.2018	29	10,4291	10,4284	**0,0007**	**0,000296**
2			20 (38)				10,3812	10,3803	**0,0009**	**0,000381**
5	ЦППН Акшабулак после УППВ ½	№2	359 (71)	22.11.2018	14.12.2018	22	9,8983	9,7610	**0,1373**	**0,076629**
6			267 (71)				10,0844	9,3830	**0,7014**	**0,391464**
9	Линия ГУ-1 на манифольд 3	№5	FS 701	20.11.2018	14.12.2018	24	37,5705	37,5672	**0,0033**	**0,00169**

Таблица 10 – Результаты определения фоновой скорости коррозии с применением ИК на месторождении Нуралы ТОО «СП «КазГерМунай»

№ п/п	Точка мониторинга	Ингибитор коррозии	Серия купона	Даты		Кол-во дней проведения ОПИ	Масса купона, г		Потери массы, г	Скорость коррозии, мм/год
				установки	Демонтажа		Начальная	Конечная		
1	ДНС Юг, после сепаратора С-1А	№1	20 (75)	20.11.2018	18.12.2018	29	10,5443	10,5440	**0,0003**	**0,000127**
2			20 (83)				10,3813	10,3804	**0,0009**	**0,000381**
3	коллектор ДНС Север на входе УПН Нуралы	№2	303 (71)	22.11.2018	14.12.2018	22	10,1197	10,0767	**0,043**	**0,023999**
4			399 (71)				9,9636	9,9112	**0,0524**	**0,029245**
5	ОВ выход коллектор до РВС – 1000	№5	FS 702	20.11.2018	14.12.2018	24	37,1809	Отсутствует при извлечении	-	-

Список использованной литературы

1. Гоник А.А., Коррозия нефтепромыслового оборудования и меры ее предупреждения. - М.: Недра. - 1976.

2. СТ РК 2602 – 2015 «Определение эффективности защитного действия ингибиторов коррозии в нефтегазовой отрасли методом пузырькового теста».

3. Отчеты по результатам определения эффективности образцов химреагентов на ЦППН «Акшабулак» и УПН «Нуралы».

4. Отчет на оказание услуг по техническому сопровождению ОПИ – ингибиторов коррозии на объектах промысла ТОО «СП «КазГермунай»-2018.

УДК 001.89: 622.276.8

Баямирова Р.У., *к.т.н., доцент,*
Умирзаков Н.А., *(КГУТИ имени Ш. Есенова)*

Подготовка нефти различными поверхностно-активными веществами (ПАВ) и композициями

В последнее время опубликовано достаточно много работ посвященных обезвоживанию нефти с использованием легкокипящих углеводородов. Так в [1] предлагается вводить сжиженные углеводороды — этан, пропан, бутан, этилен, пропилен, бутилен и другие углеводородные газы с атомом углерода в молекуле менее пяти. Процесс осуществляется при давлениях сжижения используемых углеводородов. В работе [3] предлагается вводить 10-20 % смеси керосина и дизельного топлива в межтрубное пространство скважины или в трубопровод перед сепаратором, т.е. в места образования эмульсий.

Отмечается, что наиболее эффективным разбавителем нефтяных эмульсий являются углеводороды C_5, C_6 [2]. Углеводородные газы, отделяющиеся в результате снижения давления, снова сжимаются компрессором и возвращаются в поток сырой нефти. При этом преследуются две цели - использование тепла сжатых углеводородов и снижение вязкости обрабатываемой нефти.

Для эффективного разрушения эмульсии предложен способ обработки эмульсии 0,001 - 0,02 % неионогенным полиоксиэтиленом с молекулярной массой 10-710, разбавлением 30-50 % об. углеводородных разбавителем типа толуола, дизельного топлива или котельного топлива, керосина. Систему нагревают до 323 - 373 К (50 - 100 °С), добавляют 0,05-0,08 % гидроокиси щелочного металла (для удаления глин), выдерживают смесь 2-6 час при pH = 7-8.

В работе [4, 5] для разрушения водонефтяных эмульсий рекомендуется добавлять 50-200 мг/л алкидной смолы, содержащей 50-80 % водорастворимого полиоксиалкилен гликоля. Смолу добавляют в эмульсию в виде раствора, например, в углеводородах.

Авторами работы [6] предложен состав для обезвоживания и обессоливания нефти, включающий неионогенный деэмульгатор типа блоксополимеров окисей алкиленов и растворителя, представляющий легкую пиролизную смолу - отход производства этилена, содержащую фракцию ароматических углеводородов, C_5 – C_{15}, кубовые остатки производства бутанола оксосинтезом, содержащие алифатические спирты C_4 – C_{10} и их эфиры в соотношении (0,5-3): (0,2-0,8). После обработки водонефтяной эмульсии описанным составом достигаются следующие

показатели качества нефти: остаточное содержание воды-следы, остаточное содержание хлористых солей — 0,2 - 2,5 %.

В НПО "Союзнефтехимпром" для обезвоживания и обессоливания нефти разработан состав, содержащий неионогенный деэмульгатор типа блок-силоксидов алкиленов, кубовые остатки производства бутанола оксосинтезом, содержащие спирты C_1 - C_4 и их эфиры, и фракцию ароматических углеводородов. Фракция ароматических углеводородов содержит бутилбензольную фракцию (отход производства изопропилбензола), содержащую изопропилбутил - и полиалкилбензолы с температурой кипения 453 - 483 К (150 - 210°С). Соотношение компонентов в композиции: неионогенный деэмульгатор 0,7-1,5, кубовые остатки 0,2-0,8, бутилбензольная фракция с температурой кипения 423 -483 К (150 - 210°С) 0,2 - 0,8. [4].

В работе [7] предлагается состав в следующих соотношениях, % масс: неионогенный деэмульгатор - 0,03-0,07, алифатические углеводороды C_3-C_7 - 5-22, бензол - 12-27, толуол - 20-27, ксилол-3-10, дициклопентадиен - 1-5, пропилбензол - 2-6, бутилбензол -6-10, метилбензол - 4-8, триметилбензол - 1-5, стирол - 1-5, этилбензол - 4-10.

Авторы работ [8] утверждают, что для улучшения деэмульгирующего действия, композиция для обезвоживания и обессоливания нефти должна представлять смесь неионогенного поверхностно-активного вещества (ПАВ), прямогонной нефтяной фракции - нестабильного бензина с температурой кипения 298 - 363 К (25 - 90°С) или н. гексан - воду, прямогонную нефтяную фракцию с температурой кипения 368 - 453 К (95 - 180°С) при следующем соотношении компонентов, вес %: неионогенное ПАВ — 0,13 - 0,6, прямогонная нефтяная фракция с температурой кипения 308 - 453 К (95 - 180°С) - до 100.

Для интенсификации процесса композицию, содержащую неионогенное ПАВ, фракцию нестабильного бензина с температурой кипения 298 - 363 К (25 - 90°С) или н.гексан и воду, вводят в виде эмульсии-фракции нестабильного бензина в воде, стабилизированной неионогенными ПАВ. Эти же авторы в другом изобретении [10] для интенсификации процесса обезвоживания и обессоливания нефти рекомендуют добавлять к композиции ароматические углеводороды.

С целью повышения качества нефти, снижения расхода тепла и деэмульгатора промывочную воду перед подачей в нефть диспергируют в легком углеводородном разбавителе [11].

Из представленных материалов видно, что введение в обрабатываемую эмульсию до ее нагревания небольших количеств легкокипящих углеводородов, например, нормального гексана, нестабильного бензина интенсифицирует процесс обезвоживания и обессоливания нефти и улучшает качество товарной нефти. Ввод легких углеводородов в нефтяной

поток может быть осуществлен как в чистом виде, так и в смеси с ПАВ в виде композиций.

Авторы работ [8, 9] эффект улучшения очистки нефтей от воды, солей и механических примесей объясняют исключительно снижением вязкостных характеристик обрабатываемой продукции, исходя из того, что иногда рекомендуемое количество вводимых легкокипящих углеводородов (или сжиженных газов) составляло 30-40 % от общего объема обрабатываемой нефти.

Наиболее удачной технологией, по-нашему мнению, является способ подготовки нефти с рециркуляцией части легких углеводородов на начало процесса обезвоживания и обессоливания нефти. Сравнение результатов трехмесячного опытно-промышленного испытания, проведенного на установке комплексной подготовки нефти (УКПН) № 4 НГДУ "Туймазанефть", АНК "Башнефть" показало, что внедрение способа рециркуляции части нестабильного бензина (3 - 5% вес.) на ступень обессоливания при относительной неизменности других режимных показателей работы установки позволило снизить расход деэмульгатора с 35 - 40 до 18 - 20 г/т нефти, значительно ускорить процессы коалесценции и отстоя воды [8].

Недостатком этого способа является то, что он может быть реализован только на УКПН, где имеются стабилизационные колонны и получают нестабильный бензин.

На наш взгляд, наиболее обоснованным является объяснение влияния легких углеводородов на устойчивость нефтяной эмульсии авторами работ [4, 8, 9, 10].

В результате экспериментов приведенных в [12,13] выяснено, что время жизни капли нефти, содержащей нормальный пентан в 25 раз меньше, чем время "жизни" капли "застаревшей" нефти. Поэтому наиболее эффективным является воздействие на нефтяную эмульсию в момент ее образования на устье скважины. Легкие углеводороды воздействуют на коллоидно-дисперсное состояние природных стабилизаторов в объеме нефти и на границе раздела фаз.

Ввод в поток разгазированной нефти определенного количества легкокипящих углеводородов, например, части нестабильного бензина, приводит не только к равномерному распределению (растворению) этих углеводородов в объеме, но и к взаимодействию с высокомолекулярными компонентами нефти. Нагрев такой системы приводит к расплавлению микрокристаллов парафина и деструктурированию агрегатов асфальтосмолистых компонентов нефти в результате испарения и удаления из нефти низких углеводородов метанового ряда.

Поскольку при нагревании нефти процесс испарения газообразных продуктов (основной части нестабильного бензина) протекает весьма интенсивно, то по своей физической сущности и воздействию на нефтяные

эмульсии он аналогичен процессу разгазирования нефти на ступени сепарации. Если при этом до нагревания в систему вводилось некоторое количество реагента-деэмульгатора, то такой способ разрушения водонефтяных эмульсий имеет все положительные стороны способа "холодной деэмульсации", интенсифицированной дополнительным воздействием тепла и некоторым снижением вязкости и плотности нефти.

Таким образом, способы подготовки нефти с вводом легких углеводородов (нестабильный бензин, индивидуальные углеводороды и др.) могут рассматриваться как приемы, позволяющие снизить отрицательные последствия, связанные со старением водонефтяных эмульсии и существенно интенсифицировать процессы разрушения нефтяных эмульсий.

Наиболее перспективным, на наш взгляд, является способ подготовки нефти с использованием легких углеводородов, отделяемых с помощью центробежного поля гидроциклона. Однако в литературе обнаружены весьма скудные данные по упомянутой технологии [14]. Основным преимуществом данного способа является то, что он может быть реализован в промысловых условиях путем монтажа несложного малогабаритного высокопроизводительного оборудования.

Список использованной литературы

1. Fred C. Koch. Разрушение нефтяных эмульсий. Патент США, № 2235638, НКИ: 208- 188; М.Кл.: C10G33/04, заявл. 10.05.38, опубл. 18.03.41г.

2. Joseph L., Maher. Способ и устройство для обезвоживания жидкостей. Патент США, № 3595777, НКИ: 208 - 187. М.Кл.: C10G7/04, заявл. 19.05.69, опубл. 27.07.71г.

3 Alex W., Frencis. Способ обработки продукции нефтяных скважин. Патент США, № 3441499, НКИ: 208 - 187; заявл. 23.09.65, опубл. 29.04.69.

4.А.П. Чучелин и др. Композиция для обезвоживания и обессоливания нефти. Авторское свидетельство СССР, № 715612, М. Кл.3: C10G35/04, Б.И. №6, 1980.

5. Сбор и подготовка нефти на промыслах США. // Нефтедобывающая промышленность США. - М.: ВНИИОЭНГ, - 1966. - с. 17-56.

6.В.И. Гусев и др. Состав для обезвоживания и обессоливания нефти. Авторское свидетельство СССР, № 1051522, М.Кл.3: C10G33/04, Б.И. №44, 1983.

7. Yarborough L. Application of a generalized equation of state to petroleum reservior fluids / Equat. State Eng. and Res. Symp. 176-th Meet. - Miami Beach, Fla, 1978, Washington, D.S, 1979 - p.p. 385 - 439.

8. Н.С. Маринин и др. Способ обезвоживания и обессоливания высоковязких нефтей. Авторское свидетельство СССР, № 883151, М. Кл. 3: C10G33/04, Б.И. №43, 1981.

9. А.А. Петров и др. Коллоидные стабилизаторы нефтяных эмульсий. Труды Гипровостокнефть, Вып. XIII, - М.: Недра. - 1971. - с. 3 - 9.

10. А.Г. Зарипов и др. Способ деэмульсации нефти. Авторское свидетельство СССР, № 910735, М. Кл.3: C10G33/04, Б.И. № 9, 1982.

11. А.Г. Зарипов и др. Способ интенсификации процесса разрушения водонефтяных эмульсий. Н-ТС. Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ, - № 10. - 1978. - с. 22-23.

12. Б.Г. Валяев и др. Обезвоживание нефти в промысловых условиях без нагревания эмульсии. Труды Гипровостокнефть Вып. XIII. - М.: Недра. - 1971. - с. 67-68.

13. А.Г. Зарипов, Б.М. Грошев, В.Д. Шамов и др. О глубине стабилизации нефтей на промыслах . - Нефтяное хозяйство . -1980. - № 3.- 1980. - с. 55-57.

14. М.Г. Акопов, В.И. Классен. Применение гидроциклонов при обогащении углей. - М.: Госгортехиздат. - 1960. – 128 с.

УДК 001.89:622.243.22

Асанов К.Б. *(Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз»)*

Первое успешное МГРП с установкой компоновки в обсаженном стволе вертикальной скважины

Введение

Ранние работы по ГРП в добывающих скважинах данного месторождения отличаются особыми сложностями при размещении проектных трещин и наличием неопределенностей. Вертикальные скважины со стандартной конструкцией, имеющие длинные перфорационные интервалы в относительно мощных пластах, усложняли проведение гидравлического разрыва пласта и увеличивали риск по не размещению оптимального количества проппанта в трещину.

Неудавшиеся попытки проведения ГРП, были вызваны различными факторами, как бесконтрольный рост трещины в неопределенные зоны, одновременное развитие множественных трещин, низкая эффективность жидкости, неудовлетворительное качество проведенных ГРП и другие. Множество методов были применены для устранения указанных рисков: сокращение длинны перфорационных интервалов при подготовительно-завершительных работах, высокий расход закачки и контроль вязкости

жидкости ГРП во время инициации трещины, использование песочных пачек для перекрытия многочисленных трещин, использование минимального количества перфораций и другие.

Большинство вышеизложенных вызовов при ГРП были решены с помощью внедрения контроля качества и инженерного сопровождения процесса ГРП, но до сегодняшнего дня решение задачи по одновременному охвату трещинами всех продуктивных залежей не удавалось. Вследствие, проанализировав предыдущие проведенные операции ГРП и их эффективность, рассмотрен вариант применения компоновки МГРП который позволил качественно обработать все продуктивные пласты.

Сложности разработки месторождения

Промышленная разработка месторождения началась с 2003 г. В технологической схеме разработки, исходя из размещения продуктивных пластов, размеров и начальных геологических запасов, а также с учетом физико-химических свойств нефтей и геолого-гидродинамических характеристик коллекторов, в один эксплуатационный объект были объединены несколько пластов, обладающие высоким коэффициентом расчлененности.

Как показывает опыт разработки многопластовых объектов, в процессе разработки подобных объектов возникают определенные сложности. При объединении нескольких пластов в один объект разработки нарушается прямая связь между количеством поступающей из пластов жидкости и их гидропроводностью. В скважинах, где приобщаются под единый фильтр высокопроницаемые и низкопроницаемые пласты, последние, как правило, не дренируются или дренируются очень слабо.

Установлено, что удельные коэффициенты продуктивности (продуктивность на 1 м нефтенасыщенной толщины) по скважинам многопластовых объектов значительно ниже средних значений по скважинам, которые эксплуатировались на отдельные пласты. Это показывает, что не все вскрытые в многопластовом объекте пласты работают. Кроме того, пласты работают асинхронно, т.е. скорость выработки заключенных в них запасов различна. В результате отдельные пласты быстрее вырабатываются и, в дальнейшем, по ним поступает в добывающие скважины вода, не совершающая полезной работы по вытеснению нефти из пористой среды. Это приводит к снижению технологической и экономической эффективности разработки эксплуатационного объекта. Поэтому для регулирования процесса разработки были предусмотрены мероприятия по внедрению на месторождении методов и технологий, которые позволили бы в значительной степени избежать негативных последствий, с чем был связан проект по масштабному внедрению ГРП.

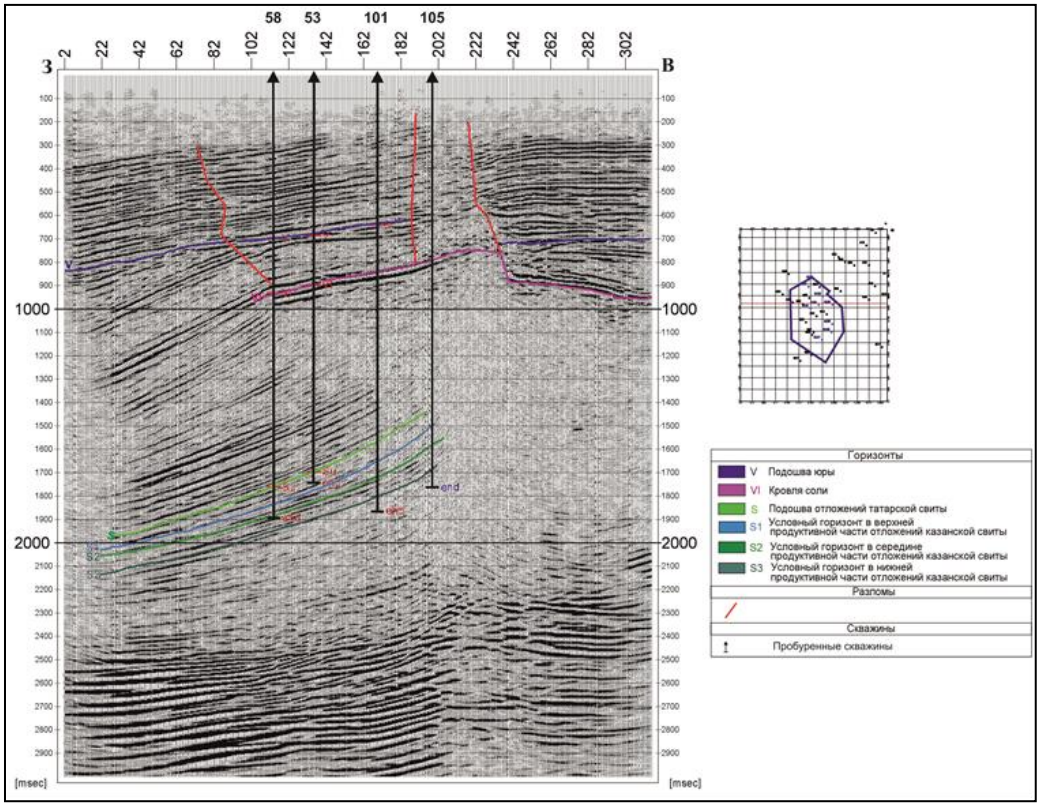


Рис. 1 - Сейсмический профиль

В период до 2016 г. на месторождении было проведено всего 4 ГРП, в двух из которых был получен СТОП, в следствие которых работы проведены неуспешно.

Причинами низкой эффективности проведенных ГРП явились следующие факторы:

1) Неконтролируемый рост трещин
2) Инициация нескольких конфликтующих трещин (рисунок 2)
3) Потеря эффективности жидкости ГРП
4) Неполный охват трещин всех продуктивных пластов (трещины развивались в основном в верхних пластах, нижние оставались не вовлеченными в разработку) (рисунок 3)

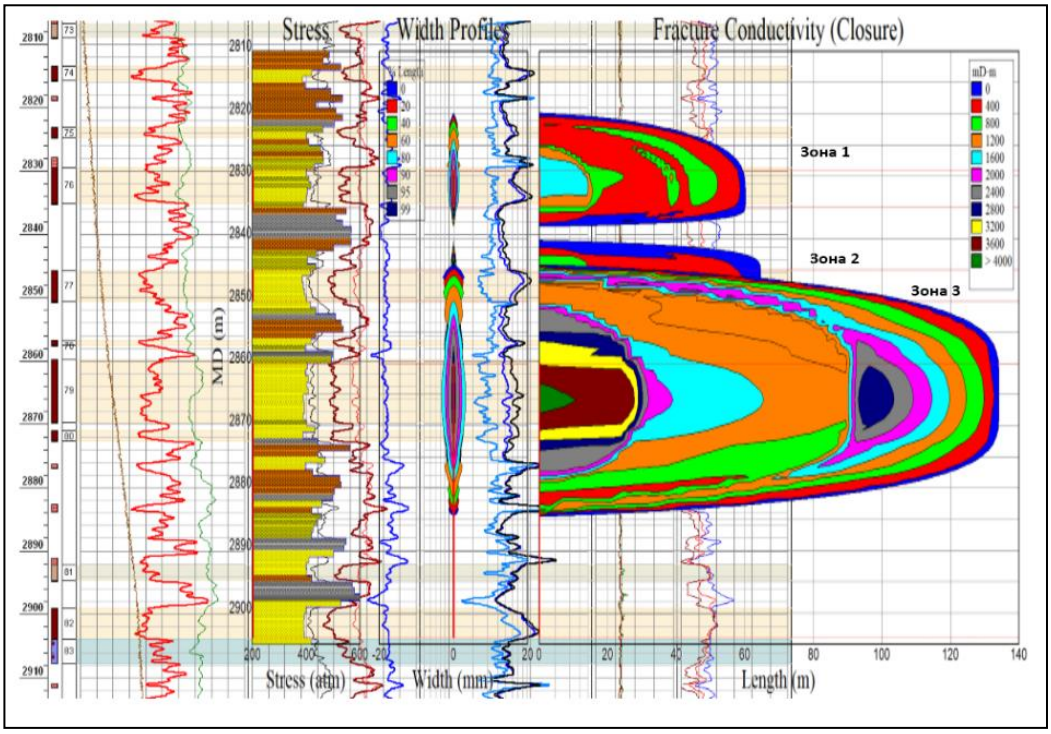


Рис. 2 - Образование трещин при протяженной перфорации многопластовых горизонтов

Выбор технологии МГРП

В целях улучшения качества работ и повышения успешности работ ГРП, был внедрен контроль качества и инженерное сопровождение ГРП, при котором выполнено всего 13 ГРП с получением высокого эффекта. Однако, в связи с наличием перфорированных интервалов с эффективной мощностью до 200 м, решить проблему с охватом трещиной всех продуктивных залежей не удавалось.

Для решения данной проблемы был предложен метод установки компоновки МГРП в уже обсаженном стволе. Работа была важна для получения дополнительной добычи, раскрытия потенциала проведения МГРП на скважинах месторождений КТМ, вовлечения в разработку всех продуктивных пластов и проведение поинтервальных гидродинамических исследований и отбор глубинных проб.

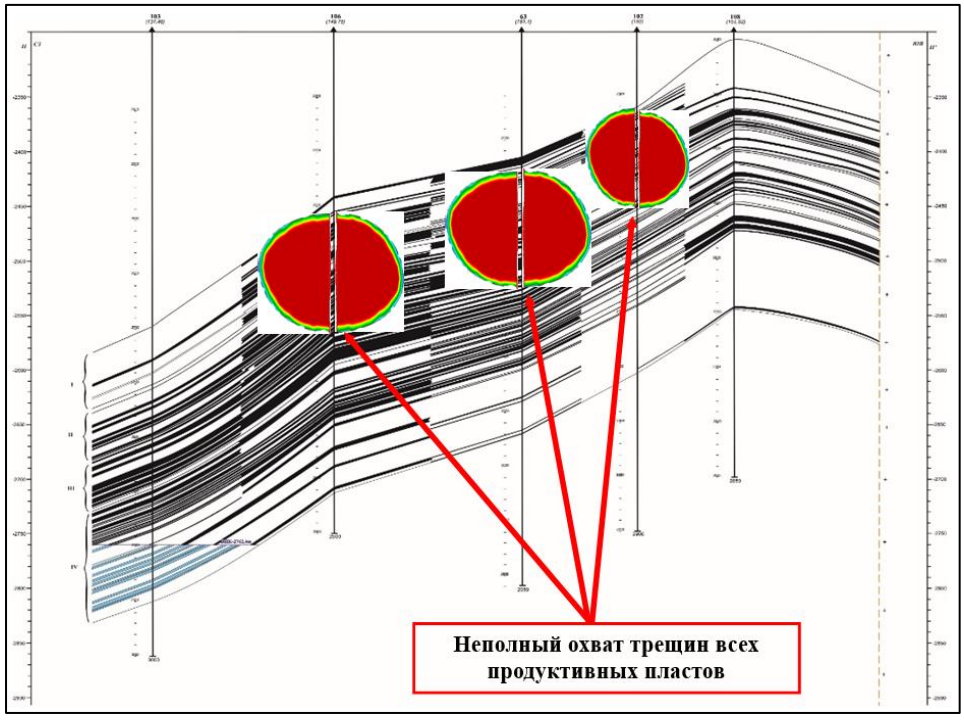


Рис. 3 – Распространение трещин ранее проведенных ГРП

После обзора существующих технологий МГРП была выбрана компоновка с полнопроходной системой заканчивания с разбуриваемыми портами ГРП (рисунок 4). Данная система имела следующие операционные преимущества:

1) Высокая вероятность инициации и развития трещин в целевых интервалах.

2) Возможность контроля развития трещин в высоту, которое будет зависеть от дизайна ГРП и компоновки.

3) Охват всех продуктивных горизонтов трещинами за счет проведения многостадийного ГРП.

4) Сокращение времени проведения МГРП.

5) Активация растворимыми шарами

6) Якорная система хвостовика позволяет вращать его во время спуска

7) Пакера спроектированы таким образом, чтобы обеспечить безаварийный спуск и предотвратить несанкционированную пакеровку

8) Возможность повторного открытия-закрытия циркуляционных окон в процессе эксплуатации скважины, что позволяет регулировать дебит скважины в зависимости от качества притока (при обводнении одного или нескольких интервалов)

9) Возможность дополнительных подходов после завершения работ

10) Обеспечение работы всех вскрытых интервалов

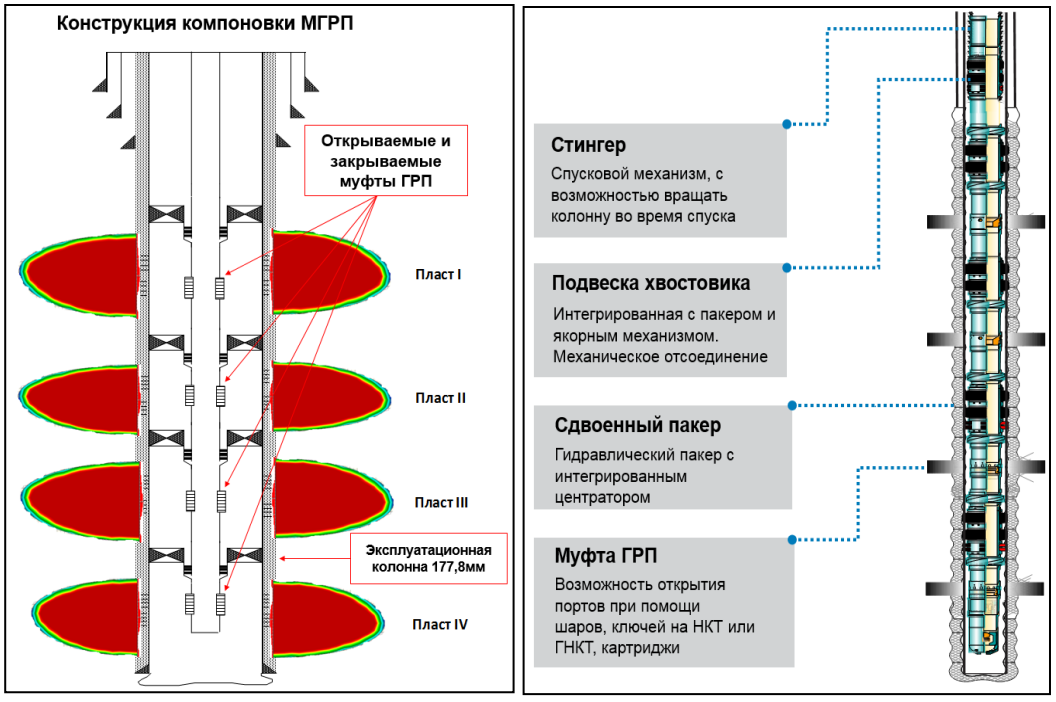


Рис. 4 – Конструкция компоновки МГРП

Для опытной работы была подобрана скважина №108, по следующим критериям:

1. *Подходящая конструкция скважины.* Эксплуатационная колонна 177,8мм, которая позволяет спустить компоновку МГРП.
2. *Потенциал увеличения добычи*. На скважине проведено СКО в 2017г. Получен прирост по нефти на 10 тонн/сут. Наличие потенциала прироста от ГРП.
3. *Коллекторские свойства*. По геологии скважина находится в зоне ухудшенных коллекторских свойств.
4. *Частичная работа интервалов перфораций.* Общее количество существующих интервалов перфораций составляло 11 интервалов, с общей мощностью до 182м. По результатам определения профиля притока работали только 43% интервалов перфорации.
5. *Рентабельность потенциального прироста.* Произведен расчет экономической эффективности проведения МГРП с использованием компоновки, в результате PI был равен 2,98 (выше 1) и было решено что проект является рентабельным.

Проведение МГРП

Одним из основных и решающих факторов успешности операции МГРП было сдерживание трещин в изолированных продуктивных интервалах в целях недопущения интерференции трещин между собой, что могло бы привести к неконтролируемым потерям жидкости ГРП и получению нежелательных осложнений. На основе литолого-петрофизической модели, с привлечением результатов моделирования механических свойств была произведена оценка распространения трещины ГРП в высоту (рисунок 5), что позволило разработать оптимальный дизайн МГРП с целью удержания трещин в продуктивных интервалах, а также обеспечения наибольшей полудлины трещины и стимулированного объема пласта. Были определены оптимальные для обеспечения высоких показателей добычи интервалы посадки муфт (соответственно места инициации трещин), объемы проппанта и жидкости ГРП (таблица 1).

Таблица 1 – параметры дизайна МГРП

Параметр	**1 стадия**	**2 стадия**	**3 стадия**	**4 стадия**
Масса проппанта, т	20 (16/30)	35 (16/30 – 30) (12/18 – 5)	40 (16/30 - 34) (12/18 – 6)	40 (16/30 – 34) (12/18 – 6)
Объем «подушки», $м^3$	15	26	30	30
Общий объем жидкости, $м^3$	106	145	156	155
Расход, $м^3$/мин	4	4	4	4
Макс. концентрация проппанта, кг/$м^3$	1000	1000	1000	1000

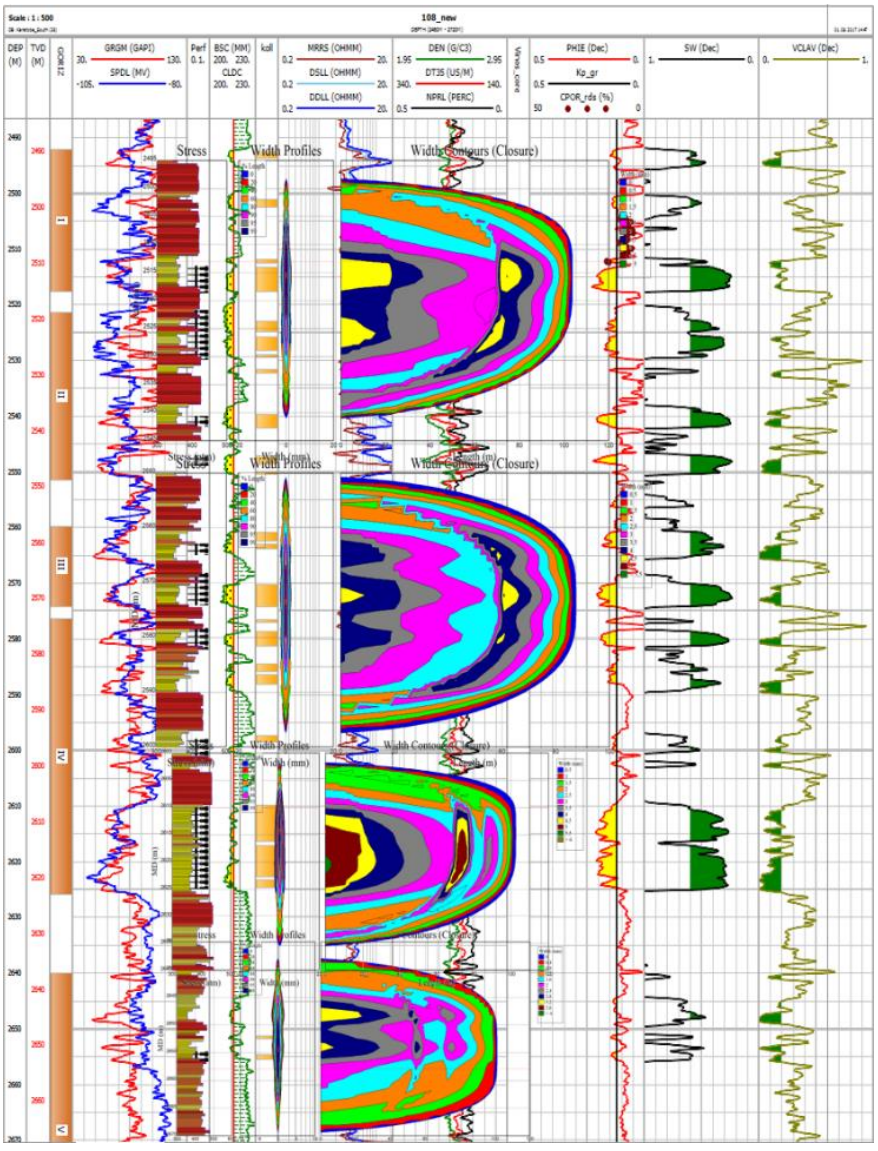


Рис. 5 – Проектные профили трещин МГРП

Операция ГРП на каждой из 4-х стадий проводилась по следующей схеме:

1. Посадка шара в седло муфты с индикацией на графике давлений (рис. 6)
2. Мини-ГРП (проводились выборочно – на стадиях 1 и 3 ввиду сходимости пластовых условий)
3. Основная операция ГРП

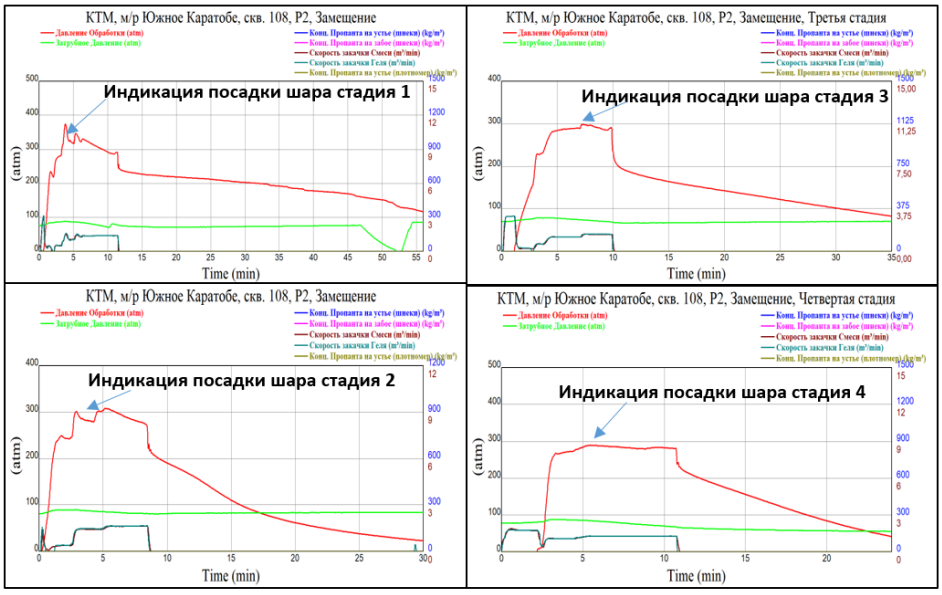


Рис. 6 – Графики индикации посадки шара в седло муфты

После проведения мини-ГРП были выполнены анализ данных и адаптация модели

ГРП к полученным в реальных условиях значениям давления, эффективности жидкости разрыва, ISIP (мгновенного давления закрытия) и др. (таблица 2). На основе адаптированной модели был скорректирован дизайн основного ГРП.

Основные стадии ГРП проходили согласно плана работ без получения осложнений. Динамика показателей основных ГРП представлена на рисунке 7.

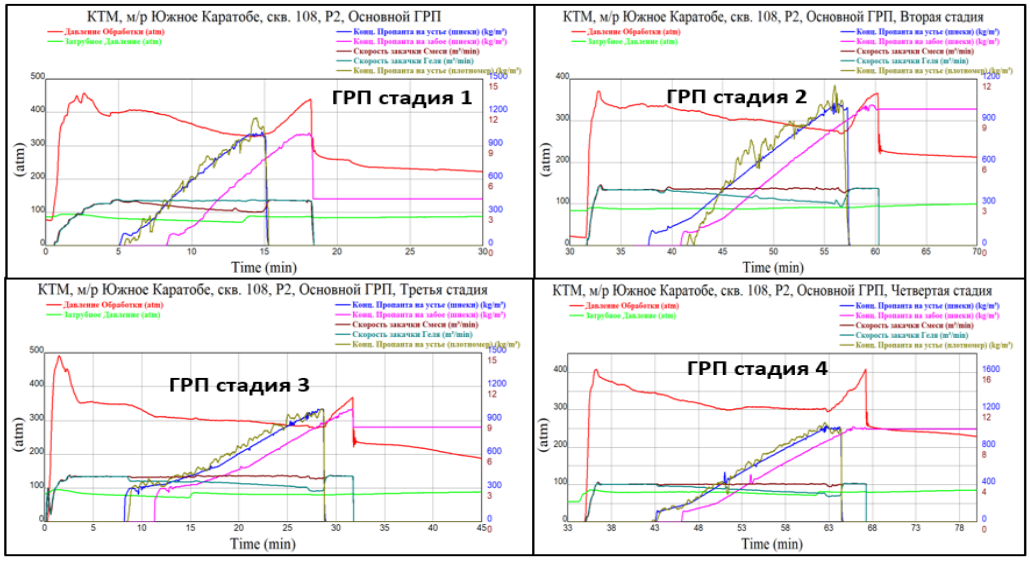


Рис. 7 – Графики проведения ГРП

Таблица 2 – параметры проведенных ГРП

Параметр	**1 стадия**	**2 стадия**	**3 стадия**	**4 стадия**
Масса проппанта, т	20 (16/30)	34 (16/30 – 30) (12/18 – 4)	40 (16/30 - 34) (12/18 – 6)	40 (16/30 – 34) (12/18 – 6)
Объем «подушки», $м^3$	16	27	30	30
Общий объем жидкости, $м^3$	106	114	157	129
Расход, $м^3$/мин	4	4	4	4
Макс. концентрация проппанта, кг/$м^3$	1000	1000	1000	1000
Прирост МДОЗ, атм	32	-13	65	37

После проведения МГРП, модели трещин были откалиброваны и адаптированы на основании фактических значений устьевого давления, полученных в результате основной закачки. Расчеты геометрий трещин на адаптированной модели показали, что интерференции трещины между интервалами не произошло, были достигнуты проектные параметры дизайна МГРП. Важной частью успешного проведения МГРП явился заключительный комплекс работ, который включал в себя разбуривание седел муфт ГРП на полнопроходной размер, закачку азота для промывки и освоения, спуск ЭЦН для полного освоения. На данный момент ожидается проведение исследования по отбору проб и ГДИС, с помощью спуска инструмента для открытия и закрытия муфт.

Анализ проведенных работ

В результате, после успешного проведения операции МГРП с установкой компоновки в обсаженной стволе вертикальной скважины, были достигнуты следующие цели:

✓ После проведения мероприятия получен 4-х кратный прирост добычи (рисунок 8).

✓ При ГРП охвачены все продуктивные пласты: I, II, III, IV.

✓ После завершения освоения, планируется проведение поинтервального отбора глубинных проб и дальнейших гидродинамических исследований.

✓ По результатам проведенного комплекса работ планируется проведение аналогичных работ на других скважинах.

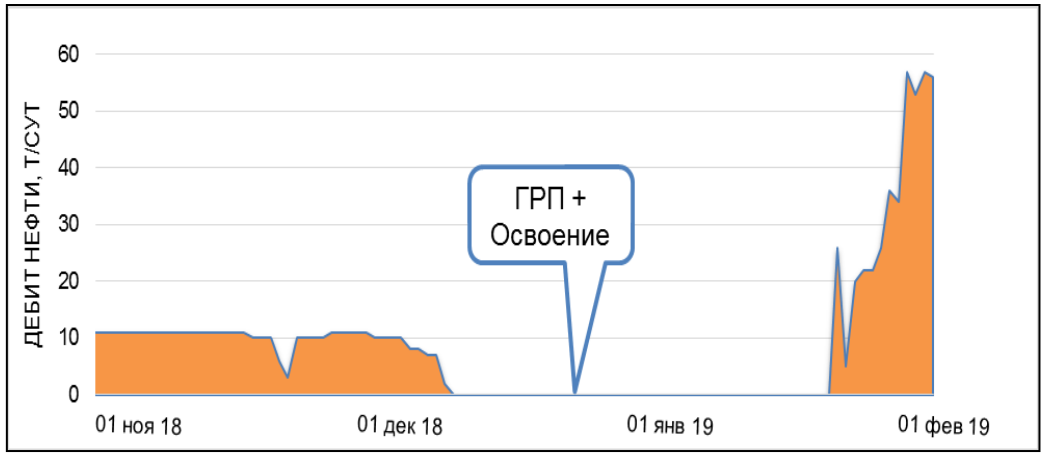


Рис. 8 – дебит нефти до и после МГРП

Для дальнейшего применения технологии МГРП необходимо учитывать следующие факторы:

– Повторное заканчивание скважин действующего фонда для селективной обработки (интенсификации) и добычи – подтвержденное решение для скважин в несколькими вскрытыми продуктивными интервалами и одновременной добычей

– Обеспечение полнопроходного внутреннего диаметра хвостовика (муфт ГРП) с минимизацией затрат - полное исключение этапа фрезерования (высокие затраты на компоновку фрезерования с КРС или ГНКТ, дополнительные потери жидкости при фрезеровании в пласт после интенсификации – снижение эффективности проведенного ГРП за счет кольматации во время освоения скважины)

– В целях контроля производительности скважин и принятия решений по регулированию дебита из различных интервалов необходимо разработать решение по определению качества притока, к примеру установка систем трейсеров одновременно в системе заканчивания для определения качества притока из каждого интервала на устье скважины (отдельный трейсер для каждого интервала).

Заключение

Успешное проведение опытной работы показало, что МГРП с помощью установки компоновки в обсаженном стволе старой скважины возможно и это открывает новую возможность в разработку существующих зрелых месторождений с наличием протяженных продуктивных интервалов с эффективной мощностью более 100 метров.

Правильный подход к подбору скважины кандидата, подготовительно-завершительным работам, и применение качественной технологии заканчивания и многостадийного гидравлического разрыва пласта, увеличили вероятность успешности работ на месторождении расположенном в Западном Казахстане.

Данная образцовая работа показала, что установка компоновки МГРП является эффективной технологией не только в горизонтальных скважинах с необсаженным стволом, но и в старых обсаженных скважинах, и является доказанным методом повторного заканчивания скважины.

Список использованной литературы

1. Р. Понграц (Pongratz, R.), М Станосис (Stanojcic, M.), В. Мартысевич (Martysevich, V.), 2008. Точечная стимуляция при многоэтапном разрыве пластов – опыт применения в мире и в России. Статья SPE 114786, представленная на Российской технической конференции-выставке по нефти и газу «SPE 2008». - Москва, 28-30 октября.

2. Битти К.Дж. (Beatty K.J), Макгоуэн Дж. М. (McGowen J.M.) и Джилберт Дж. В. (Gilbert J.V.), 2007. Точечный ГРП в осложненных пластах. Статья SPE 106052, представленная на конференцию SPE по технологиям гидроразрыва пластов. Колледж Стэйшн, - Техас, 29-31 января.

3. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. «Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта», США, г. Алвин, «Орса Пресс», 2002г (Michael Economides, Ronald Oligney, Peter Valko, “Unified Fracture Design”, USA, Alvin city, “Orsa Press”, 2002);

УДК 001.89:622.241.83(574.1)

Каженов М.Б. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Методы борьбы с МКД на месторождениях ЗКО

Одной из актуальных проблем безопасной эксплуатации скважин являются межколонные давления (далее МКД), возникающие в зацементированном кольцевом пространстве. Такое явление создает угрозу разгерметизации устьевого оборудования, нарушения целостности обсадных колонн, образования грифонов, неуправляемого фонтана, возникновения техногенных залежей. Особую актуальность проблема МКД приобретает на газовых и газоконденсатных месторождениях, пластовый флюид которых содержит агрессивный и токсичный сероводород.

Причинами межколонного и затрубного давления, в основном являются:

- Негерметичность устьевого оборудования;
- Негерметичность подземного оборудования;
- Низкое качество цементного кольца;
- Воздействие физических полей;
- Температурный эффект.

На месторождениях Западно-Казахстанской области межколонное давление частое явление. Еще в Советское время на месторождении Карачаганак над проблемой МКД работали многие институты. Уменьшению числа скважин с МКД поспособствовали - внедрение на месторождении комплексных мероприятий, направленных на ликвидацию МКД, проводимые КПО б.в., падение пластового давления и рост профессионализма обслуживающего персонала. В начале 2000 годов на месторождении Карачаганак с МКД было более 150 скважин. Величины МКД составляли от 100 до 150 бар в межколонных пространствах (далее МКП). На сегодняшний момент насчитывается 49 скважин (Диаграмма 1) с МКД: 27 скважин от 0 до 10 бар; 10 скважин от 11 до 30 бар; 7 скважин от 31 до 60 бар; 4 скважины от 61 до 100 бар и свыше 100 бар 1 скважина.

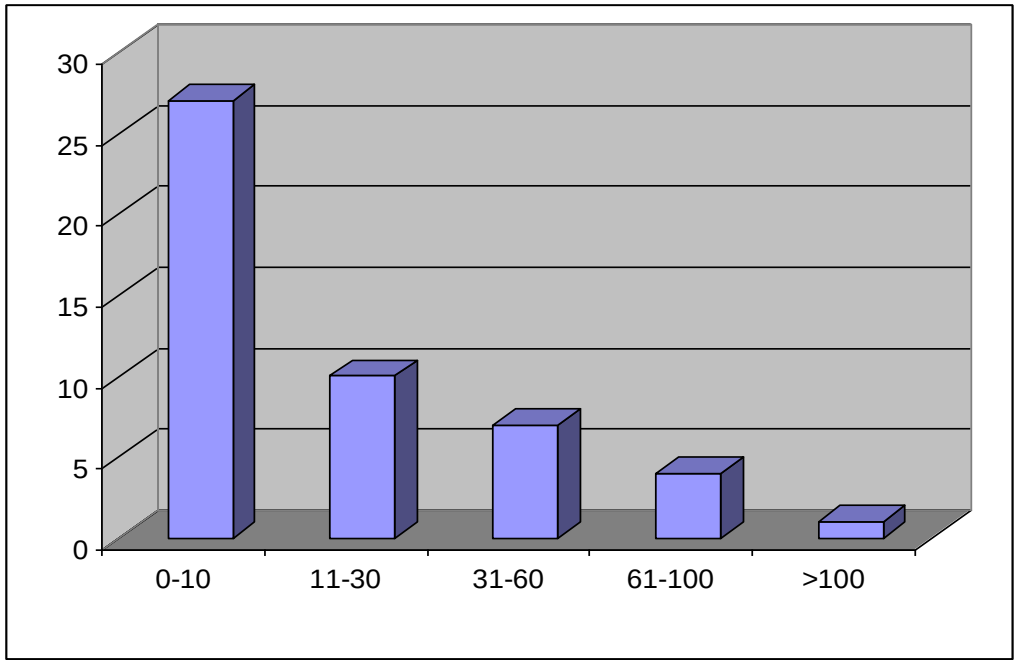


Диаграмма 1. Уровни МКД по скважинам

В большинстве на некоторых скважинах МКД спонтанно появляются, также спонтанно исчезают в течение некоторого времени, без вмешательства человеческого фактора. В качестве примера, динамики изменения МКД, в ликвидированных и ожидающих ликвидации скважинах,

приведены кривые ежесуточного мониторинга (рисунки 1-2). Из графиков очевидно, что никакой закономерности в изменении давлений во времени не прослеживается - оно спонтанно появляется и так же исчезает. На этот процесс влияние может оказывать только природный фактор.

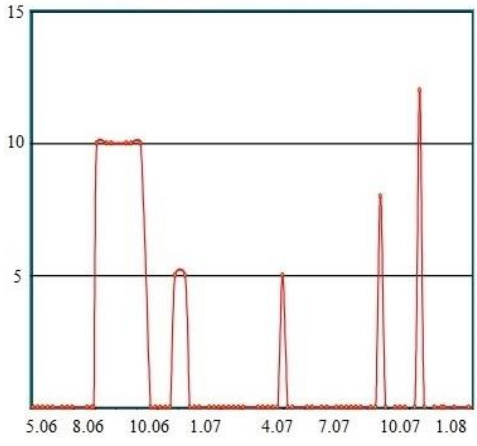


Рис. 1 - Ликвидированная скважина

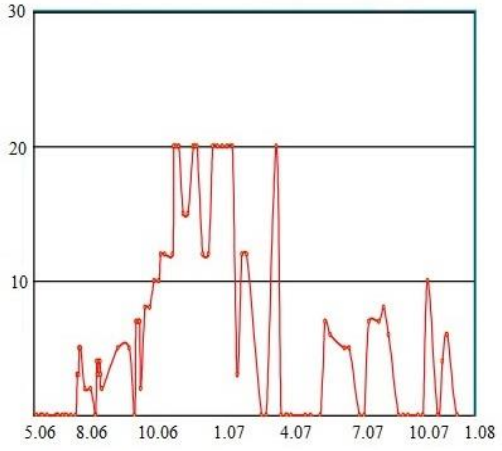


Рис. 2 - Ожидающая ликвидацию скважина

Также можно сказать, что появление и исчезновение давлений в МКП происходит, в основном, в зонах геологической неоднородности, которые наиболее подвержены воздействию физических полей. При эксплуатации скважины, через некоторое время появляется МКД, а при остановке скважины давление падает - это воздействие температурного эффекта (рисунки 3-4).

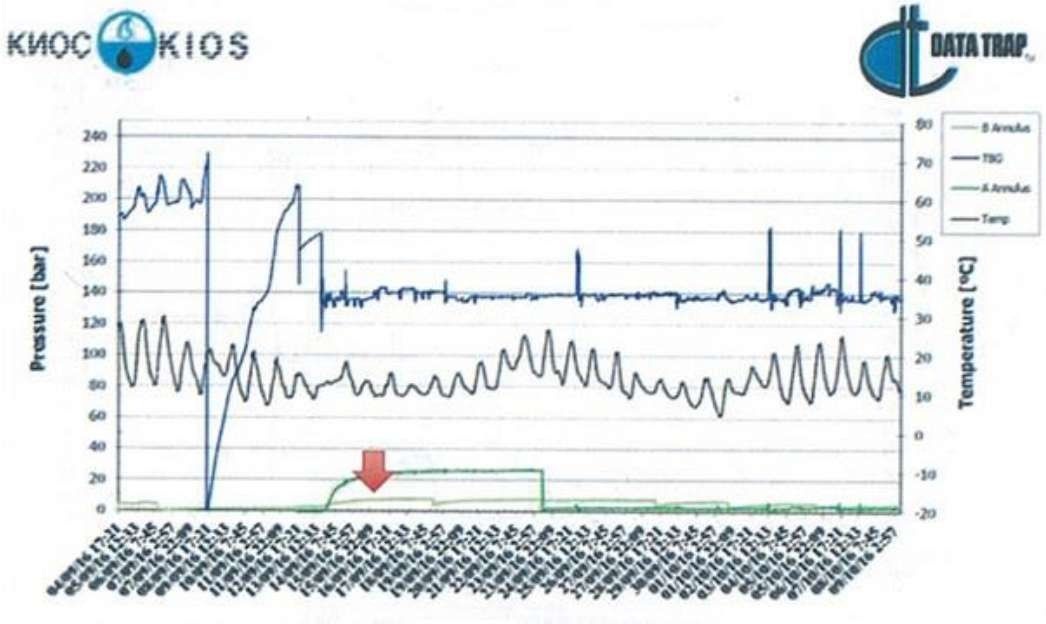


Рис. 3 - График давлении в МКП

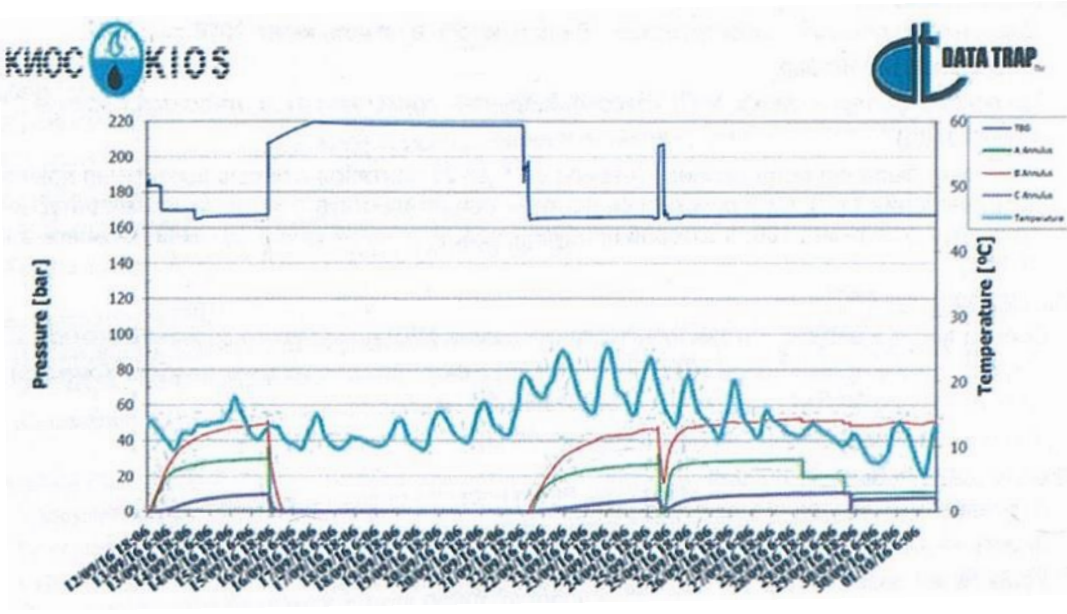


Рис. 4 - График давлении в МКП

Огромную работу проделали специалисты отдела скважинных операций КПО б.в. вместе со специалистами АО «НИПИнефтегаз», и в течение многих лет эту работу положительно оценил Комитет индустриального развития и промышленной безопасности. На месторождении ведутся работы по стравливанию давления, что является самым приемлемым методом снижения риска, нарушения целостности скважин. Для контроля МКД на устье скважин устанавливаются электронные манометры и самописцы (рисунок 5) и используется метод периодических стравливании с закачкой рассола с более высоким удельным весом.

Рис. 5 - Электронный манометр

Накопленный опыт и материалы по снижению и ликвидации МКД и его анализ позволяет более объективно оценить риски, обеспечивающий безопасную эксплуатацию скважин с МКД, так и безопасность окружающей среды и обслуживающего персонала.

На месторождении Чинаревское с МКД зафиксированы 13 скважин (Диаграмма 2) с межколонным давлением и на большей части этих скважин также установлены электронные самописцы (рисунок 5), которые позволяют контролировать и записывать данные по давлению.

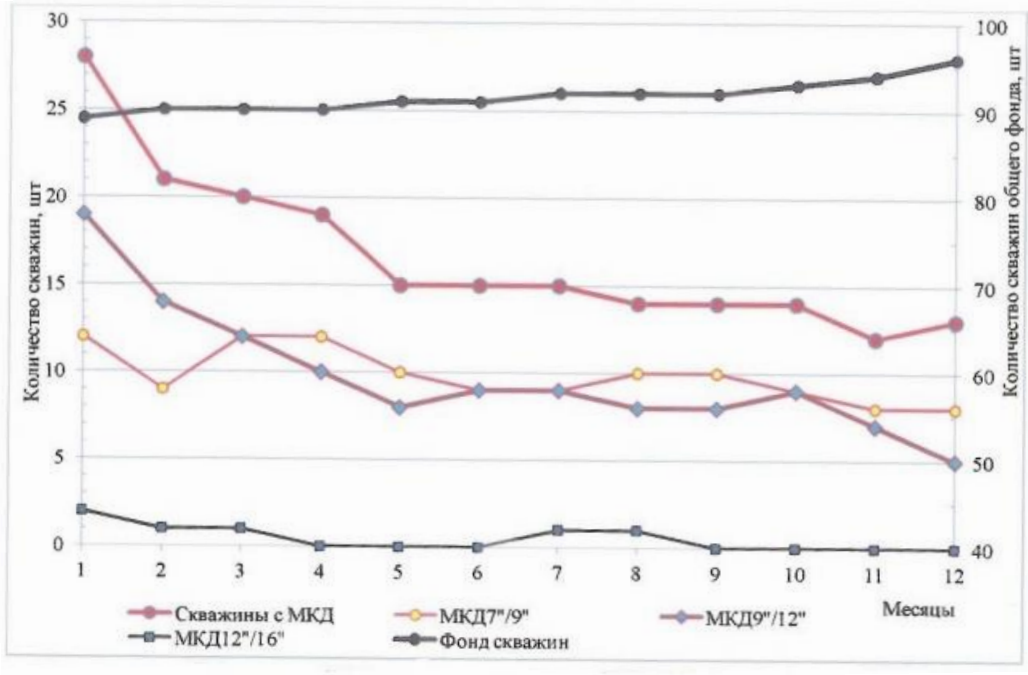


Диаграмма 2. Изменение количества скважин с МКД и фонд скважин

На диаграмме 2 видно, что кривая общего количества показывает сильное снижение количества скважин с МКД в результате планомерной работы. За первый месяц из проявляющихся МКД количеством 28 скважины на конец года осталось 13 скважин, где давления кардинально снижены.

ТОО «Жаикмунай» для снижения МКД использует метод периодических стравливании. Это – контролируемые периодические стравливания флюида из межколонного пространства, как состоявший вид мероприятий, в качестве инструмента контроля, оценки потенциально возможной опасности и как метод снижения величины и ликвидации МКД. Данные действия предупреждают развитие МКД до опасных для скважин величин, и позволяет получать необходимую информацию, о физико-химической и гидродинамической характеристике, как источника, так и каналов МКД. Во всех скважинах, стравливаемых из МКП по времени очень малы по объему и быстротечны, в основном до 10 л. Вначале необходимо

установить причины МКД, и разработать мероприятия по ликвидации МКД без ущерба для окружающей среды.

С использованием мобильной лаборатории можно провести более глубокую разгрузку кольцевого пространства, тем самым снизить устьевое давление в МКП до нулевого уровня. Такой способ применяют и на других месторождениях РК, например, на Тенгизе.

На скважинах, с большими давлениями в МКП, применение этого метода без закачки тяжелого раствора или рассола, приводит дренированию каналов в кольцевом пространстве и к росту МКД. При закачке тяжелого раствора через устьевое оборудование в МКП, позволяет создать противодавление на источник появления или скопившего флюида или замещение лёгкого флюида на более тяжёлый раствор. Применение такой технологии, по мере увеличения объемов стравленного флюида и увеличение закачиваемой жидкости, кривая восстановления давления в МКП снижается.

С целью создания противодавления на источник, используют комплексный метод, включающий закачку раствора с последующим стравливанием флюида из МКП. Этот метод не применим в скважинах с низкой приемистостью в кольцевом пространстве (цементном кольце), когда задавить вязкие тампонажные растворы, практически, не представляется возможным. В таких скважинах чаще получают временный эффект, так как давление через некоторое время снова восстанавливается.

Закачку раствора необходимо проводить в тех скважинах, где из МКП стравливается воздушно-газовая смесь и есть возможность провести глушение источника. Раствор должен быть высокой плотности, ингибированный поглотителем кислорода, бактерицидом и ингибитором коррозии – это позволит снизить или ликвидировать давление в МКП. На Чинаревском месторождении на данный момент давление на стояке (или давление эксплуатации) снизилось и давление в МКП, соответственно уменьшилось до маленьких величин.

На основании полученных результатов был сделан вывод, что только пластовые давления не могли быть причиной МКД. По видимому, наряду с пластовыми давлениями, были и существуют другие факторы способствующие перемещению флюида по кольцевому пространству.

Я много изучал труды к.т.н. Крылова Дмитрия Алексеевича, который работал много лет в этом направлении и писал: «Обобщая накопленный опыт по фильтрации многофазных жидкостей через пористые среды, можно констатировать, что на процесс фильтрации флюида, помимо гидродинамических сил, могут оказывать влияние природные явления и физико-химические процессы, которые приводят к фильтрации жидкостей в пористых средах на молекулярном уровне (капиллярные силы, электроосмос, диффузия, температурное расширение и т.д). Анализы, полученные на различных месторождениях, материалы и объективность,

выдаваемых заключений по скважинам с МКД показывает, что современная оценка МКД с позиции категории опасности, не всегда позволяет однозначно оценить состояние скважины. Рекомендуем с позиции оценки риска и ввести понятие уровней риска по:

1. Давлениям в кольцевых пространствах;
2. Объемам выходящего из МКП флюида;
3. Концентрации опасных веществ, для окружающей среды и обслуживающего персонала, в стравливаемом флюиде».

Список использованной литературы

1. Анализ мероприятий по скважинам с межколонным давлением за период с 1 января 2018 года по 30 сентября 2018 года Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение. Отчёт о НИР ТОО «Жаикмунай». - 2018.

2. Гершстанский О.С., Крылов Д.А. Методология исследований и ликвидация межколонных давлений. - Сборник трудов АО "НИПИнефтегаз" "Геология разработка, бурение, добыча нефти и газа, экология, обучение и повышение квалификации". - Вып. 1. - 2014. - с.113-129.

3. http://petroleumjournal.kz.Ликвидация межколонных давлений – основа безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин [Электронный ресурс]

IV. ПРОЕКТИРОВАНИЕ

УДК 001.89:65.0

Белоусов А.Н. (ООО «Казинжиниринг»)

Современные тенденции проектного управления

В мире уже давно признано, что управление проектами — особая область менеджмента, применение которой дает ощутимые результаты. Профессионалы в этой области высоко ценятся, а сама методология управления проектами стала фактическим стандартом управления на многих тысячах предприятий и применяется в той или иной степени практически во всех крупных корпорациях.

Сегодня можно констатировать, что повсеместное признание, которое завоевывает управление проектами, является показателем того, что применение соответствующих знаний, процессов, навыков, инструментов и методов может иметь решающее значение для успеха проекта.

Проектное управление стало неотъемлемой частью преуспевающей компании. В условиях достаточно жесткой конкуренции сложно наладить эффективную работу предприятия, не планируя сроки, затраты и не учитывая риски. На современном рынке успеха могут добиться те компании, которые учитывают потребности рынка и выпускают свою продукцию или предоставляют свой набор услуг в конкретный необходимый момент времени, т.е. в срок. Отставание по срокам является одной из главных проблем практически в любой сфере деятельности.

По оценке компании PM Expert, озвученной на конференции «Управление проектами», при затратах на профессиональное управление проектом в диапазоне от 2 до 12% от бюджета проекта (зависит от соотношения капитальных и операционных затрат в проекте), проектное управление дает эффект от 20 до 30% от бюджета.

Данные Международной ассоциации управления проектами (IPMA):Использование современной методологии и инструментария управления проектами позволяет сэкономить порядка 20-30% времени и 15-20% средств»

Во второй половине 20 века в области управления проектами было разработано ряд национальных стандартов с расширенной географией применения:

ANSI PMI PMBOK® Guide (A Guide to the Project Management Body of Knowledge - "Руководство к Своду знаний по управлению проектами ") - американский стандарт, широко применяемый во всем мире, и признан как международный стандарт.

PMBOK® Guide ("Руководство к Своду знаний по управлению проектами") разработан Институтом по управления проектами (PMI), который документирует стандарты и передовой опыт в области управления проектами. Институт PMI объединяет участников в более чем в 150 странах мира. Процессы управления проектом вышеуказанного стандарта представлены на рисунке 1.

Рис. 1 - Процессы управления проектом

На основе этого стандарта разработано множество национальных стандартов по управлению проектами, представленных национальными ассоциациями менеджеров проектов:

В 2012 году на основе PMBOK был разработан международный стандарт ISO 21500:2012 (International Standardization Organization Guidance on project management).

В Казахстане в 2014 на основе этого же стандарта ISO принят стандарт СТ РК ISO 21500-2014 Руководство по управлению проектами.

Приняты основные термины и определения.

Проект - это временное предприятие, предназначенное для создания уникальных продуктов, услуг или результатов.

Ограничения проекта – это время, бюджет и объем работ. Считается,

что эффективное управление сроками работ является ключом к успеху по всем трем показателям. Главная задача руководителя проекта, это обеспечить выполнение работ в срок, в рамках выделенных средств, в соответствии с техническим заданием. Для помощи руководителям проектов разработан целый ряд методик и инструментов, призванных помочь управлять этими ограничениями. В большинстве методов управления проектами основной акцент делается на календарное планирование работ и на контроль соблюдения календарного графика.

Управление проектом - это приложение знаний, навыков, инструментов и методов к работам проекта для удовлетворения требований, предъявляемых к проекту. Управление проектами - это искусство руководства в координации людских и материальных ресурсов на протяжении жизненного цикла проекта путем применения современных методов и техники управления для достижения определенных в проекте результатов по составу и объему работ, стоимости, времени, качеству и удовлетворению участников проекта.

Проекты осуществляются в условиях, накладываемых организациями через их структуру и модель руководства.

Для успешного функционирования корпоративного стандарта управления проектами целесообразно создавать офис управления проектами (ОУП) - структурное подразделение компании, осуществляющее поддержку реализации процессов управления проектами (Рис.2).

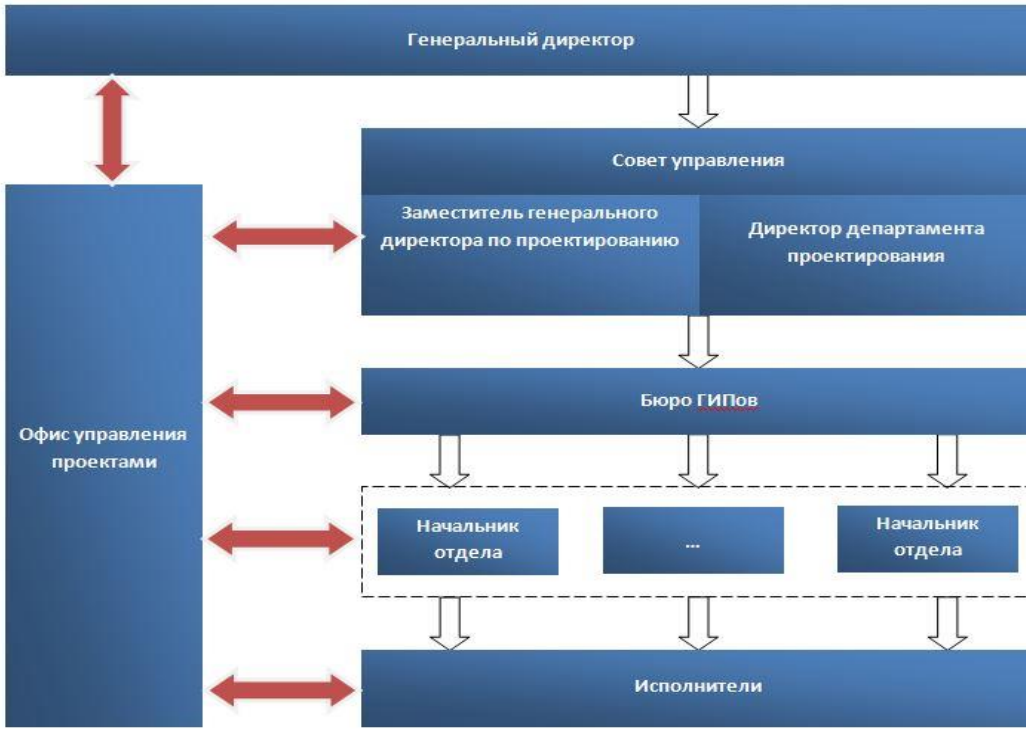


Рис. 2 - Офис управления проектом

Наличие в организации множества проектов в условиях постоянной нехватки ресурсов и кадрового голода также обуславливает необходимость создания централизованного офиса управления проектами. Единая точка управления ограниченными ресурсами, используемыми в разных проектах, позволяет снять с менеджеров проектов и руководителей подразделений достаточно сложную задачу диспетчеризации своих людских ресурсов между проектами.

В настоящее время существует два подхода к формированию ОУП. Первый из них, называемый «Политика сдерживания затрат», ориентирует ОУП на ограничение затрат на проекты, а второй, получивший название «Модель производительности» - на содействие организации в достижении стоящих перед нею целей. [2]

Два основных направления работ ОУП сдерживание затрат и повышение производительности при выполнении проектов имеют серьезные принципиальные отличия в подходах. Поэтому возможно применение только одного из этих подходов.

Сдерживание затрат представляет традиционный по своей природе подход. Он направлен на эффективное использование ресурсов и контроль исполнения бюджетов. Этот подход основан на предположении, что основным способом решения проблем управления проектов служит усиление контроля и жесткое соблюдение существующих стандартов.

Модель ОУП с повышением производительности представляет информацию и рекомендации Совету по управлению проектами, определяющему стратегию управления портфелем проектов на предстоящий финансовый год. Совет на периодически собираемых заседаниях рассматривает ход выполнения проектов с точки зрения возможности достижения стратегических целей компании. Вспомогательные службы предприятия часто прибегают к помощи ОУП для ускорения сроков завершения проектов. Совет по управлению проектами компании, со своей стороны, обладает всеми возможностями для ориентирования ОУП на решение приоритетных для организации задач. Совет также отвечает за обеспечение сбалансированности портфеля проектов и его нацеленность на достижение стратегических целей организации в рассматриваемом финансовом году.

Без заинтересованного участия высших руководителей и при отрицательном отношении со стороны других подразделений организации, ОУП безусловно обречен на неудачу.

ОУП должен располагать возможностями, позволяющими ему влиять на составление графиков выполнения и процессы принятия решений по все проектам. В противном случае, некоторые подразделения могут видеть в ОУП противника или считать его совершенно бесправным. Но роль ОУП при этом не должна сводиться к исполнению обязанностей арбитра при разрешении разногласий. Он должен обладать достаточным

влиянием, чтобы постоянно участвовать в разрешении кризисных ситуаций в ресурсном обеспечении проектов и в перераспределении приоритетов между проектами.

Таким образом, наиболее целесообразным представляется расположение ОУП в головной части структуры организации, его подотчетность руководству и ответственность за обе составляющие (производственную и рыночную) деятельности организации.

ОУП обобщает собранные данные и доводит свои выводы и рекомендации до всех функциональных подразделений. Те, в свою очередь, анализируют собранные данные о выполняемых проектах и выдают собственные рекомендации Совету по управлению проектами. Эти рекомендации служат также средством обратной связи и управления для команд исполнителей проектов.

Результатом очередного цикла предоставления отчетов Совету по управлению проектами могут быть:

- изменение приоритетов выполняемых проектов;
- добавление новых проектов в портфель;
- приостановка или отмена выполняемых проектов;
- принятие решений в отношении изменения планов работ по отдельным проектам или их финансирования.

ОУП, работающий на основе рассматриваемой модели, способен в первый же год своего существования сэкономить для организации, его финансирующей, как минимум, 10% средств, выделенных в бюджете всего портфеля проектов на текущий финансовый год, за счет сокращения проектных затрат или увеличения производительности труда при выполнении проектов. Этих средств должно хватить и ОУП в течение первых двух лет.

В рамках двух основных подходов можно выделить следующие четыре модели построения и функционирования ОУП:

1. ОУП-репозиторий.

ОУП, применяющий такую модель, служит хранилищем и источником информации о проектах, методах и стандартах управления проектами. Эта модель включает очень слабую экономическую составляющую деятельности ОУП, которая может отсутствовать вообще;

2. ОУП-наставник.

Эта модель является развитием модели репозитория и отражает намерения предприятия распространять среди своих функциональных служб и подразделений методологию управления проектами, причем ОУП отводится роль координирующего центра коммуникаций между ними. Он отвечает за документальное оформление передового опыта и активный мониторинг хода выполнения и характеристик проектов. Результаты этой работы используются для повышения эффективности

предприятия и обучения неэффективных или вновь назначаемых руководителей проектов. В этой модели ОУП действует преимущественно как тренер, консультант или наставник. Он служит также источником информации о проектах, участвует в формировании технических заданий на проекты и анализе достигнутых результатов после их завершения.

3. ОУП предприятия.

Данная модель ОУП располагает четко установленными целями, задачами и правами, а также - поддержкой со стороны руководства. Этим данная модель отличается от двух предыдущих. ОУП осуществляет управление проектными рисками в процессе инициации и выполнения проектов, играет ведущую роль в управлении многими, одновременно выполняемыми проектами, выявляя и устраняя узкие места, мешающие работам по всем проектам. Зачастую в рамках этой модели ОУП занимается сбором данных, необходимых для формирования портфеля проектов предприятия и содержащих информацию обо всех важных проектах, запуск которых санкционирован руководством.

4. ОУП, нацеленный на немедленный результат.

Эта модель работы ОУП имеет поддержку на самых высоких уровнях управления предприятием (на уровне генерального директора или заместителя генерального директора). Используемые в ней критерии оценки ОУП непосредственно связаны с оценками эффективности работы высшего руководства. ОУП должен стремиться к тому, чтобы уже через полгода после своего создания обладать возможностями для того, чтобы:

- реально влиять на процесс стратегического планирования путем надлежащего подбора состава выполняемых проектов;
- осуществлять методическое руководство проектами с целью выявления путей сокращения их продолжительности и устранения рисков на достижения требуемых результатов;
- осуществлять комплексное календарное планирование проектов и отчетность о ходе их выполнения;
- осуществлять передачу знаний, которыми располагает ОУП избранному кругу исполнителей проектов;
- управлять портфелем проектов, включая проверку его соответствия целям организации и тем активам, которыми она обладает, отслеживать текущее распределение рабочих нагрузок, состояния и достигнутый прогресс в выполнении проектов, планов корректировки проектов;
- осуществлять ежемесячное планирование и прогнозирование с целью выявления имеющихся возможностей и угроз для выполнения проектов, основных проблем и рисков, случаев недорасхода или

перерасхода смет проектов, оценки обобщенных финансовых показателей портфеля проектов;

- располагать глобальной моделью распределения приоритетов между всеми текущими и планируемыми проектами и применять ее на практике;
- готовить решения Совета по управлению проектами в отношении ранжирования проектов в портфеле и пересмотра ранее установленных приоритетов отдельных проектов;
- осуществлять обучение руководителей проектов, находящихся под пристальным контролем руководства предприятия, оказывать им наставническую и методическую помощь.

4.3.1 Оценка проекта. Подготовка ценового предложения

Оценка проекта - это процесс определения трудоемкости, длительности и стоимости каждого пакета работ в иерархической структуре работ (ИСР).

Стоимостная оценка - это оценка вероятной стоимости тех ресурсов, которые потребуются для выполнения работ, предусмотренных проектом.

Оба этих определения имеют право на жизнь. Более того, они подчеркивают две стороны процесса оценки:

первая - подчеркивает, что в процессе оценки определяется трудоемкость, длительность и стоимость каждого пакета работ в ИСР;

вторая - что при оценке определяются все ресурсы, которые потребуются для выполнения работ.

Оценка проекта - это не составление бюджета проекта. Составление бюджета - это определение требуемой стоимости за временной период, необходимый для выполнения работы. Оценка проекта же определяет трудозатраты задания или операции, чтобы в дальнейшем анализе определить необходимое время (временной период) для его выполнения. Временной период может быть часы, дни, недели или месяцы.

Оценки базируются не только на трудозатратах в часах. Они должны включать в себя все элементы, которые относятся к стоимости проекта, включая ресурсы, такие как:

- работы, которые надо оценить;
- использованные ограничения и допущения;
- ресурсы (материальные средства, оборудование, площади, человеческие ресурсы);
- затраты (прямые и косвенные) и расходы;
- затраты на риски;
- длительность работ;
- документацию по оценке.

Последнее - очень важный элемент в оценке: пока оценка не задокументирована, она существует в голове оценщика и не представляет собой целостной характеристики проекта.

Оценка - это еще и определение вероятного количественного результата, основанная на информации, известной на момент выполнения самой оценки. Очевидно, что оценка, в общем случае, не может быть совершенно точной, она носит вероятностный характер. Поэтому, как правило, оценка употребляется с указателем точности.

Она бывает предварительная, концептуальная, осуществимая, окончательная и т.п.

Методы оценок

Существует несколько общепринятых методов расчета стоимостных (временных) оценок. Каждый может выбрать метод, обеспечивающий требуемую точность оценки и соответствующий его возможностям но денежным и трудовым затратам на проведение самой стоимостной оценки.

- Метод оценки «сверху вниз»;
- Метод оценки «снизу вверх»;
- Метод оценки «по аналогу»;
- Метод параметрических оценок;
- Оценка по трем точкам;
- Экспертная оценка.

Например, в Департаменте проектирования АО «НИПИнефтеаз» выполняется оценка стоимости проекта по методу параметрических оценок (по сборникам на проектные работы) и экспертная оценка в программах MS Project или Primavera. Используя данные программные комплексы для оценки проекта, мы получаем сразу график работ по проекту (Рисунок 3), количество необходимых ресурсов для проекта, базовый план по стоимости и продолжительности проекта, соответствующие S-кривые.

4.3.2 Управление расписанием. Планирование работ

В соответствии с общепринятым принципом управления проектами, считается, что эффективное управление сроками работ является ключом к успеху по всем показателям. Временные ограничения проекта часто являются наиболее критичными. Там, где сроки выполнения проекта серьезно затягиваются, весьма вероятными последствиями являются перерасход средств и недостаточно высокое качество работ. Поэтому, в большинстве методов управления проектами основной акцент делается на календарном планировании работ и контроле соблюдения календарного графика.

Тенденции и новые практики в этой области знаний связаны, в основном, с применением гибких методов разработок. Адаптивное планирование определяет план, но предусматривает, что после начала работ приоритеты могут измениться, и необходимо, чтобы план отражал это новое знание.

Под «расписанием» понимается любой структурированный план, основанный на измерении времени.

Расписание проекта представляет все элементы и задачи проекта на единой временной шкале.

Расписание проекта должно включать в себя план-график проекта, который, в свою очередь, связан с финансовым планом, планом работ и графиком работы персонала.

План-график (или расписание) может быть представлено в виде Диаграммы Ганта, сетевого графика или схемы контрольных событий (Рис.3). В MS Project и Primavera есть именно такие представления.

График контрольных событий удобно использовать для представления выполняемых работ для Заказчика и высшего менеджмента.

Диаграмма Ганта, как правило, используется, чтобы отслеживать, контролировать выполнение работ проекта, а также для отчетов.

4.3.3Мониторинг и контроль стоимости выполняемых работ.

Для контроля стоимости проекта на протяжении всего его жизненного цикла, используется метод освоенного объема (Рис.4). С помощью этого метода определяются:

- основные показатели (отклонение от стоимости (CV) и отклонение от сроков (SV), индексы выполнения стоимости (CPI) и выполнения сроков (SPI), процент выполнения работ проекта (PC), плановый объем (PV) и т.д.);
- прогнозные показатели (прогноз по завершению общей стоимости проекта (EAC), прогноз по срокам завершения, отклонение по завершению (VAC)и т.д.);
- эффективность выполнения проекта (индекс производительности до завершения TCPI);

Помимо метода освоенного объема, используется метод освоенного расписания (Рис.5). Этот метод основан на принципах освоенного объема, устраняя некоторые явные его недостатки, тем самым расширяя возможности метода управления освоенным объемом. Значение концепции освоенного расписания состоит в том, что соответствующие показатели расписания ведут себя надежно на протяжении всего периода исполнения проекта. В рамках этой концепции, вычисляются показатели отклонения от расписания, индекс выполнения расписания и прогнозный показатель – прогноз по срокам завершения (продолжительность проекта).

Применение современного проектного управления позволяет:

- Увеличить производительность проектных команд;
- Повысить профессионализм работников в области управления проектами;

- Сократить сроки выполнения проектов;
- Увеличить рентабельность;
- Повысить доходность бизнеса и достичь стратегические цели;

Список использованной литературы

1. Основы управления проектами. (в соответствии с PMBOK Guide Шестого издания). Сертифицированный учебный материал Института ИТ и безнес-администрирования. - 2019 .
2. Кендалл И., Роллинз К. Современные методы управления портфелями проектов и офис управления проектами: Максимизация ROI. - М.: ЗАО «ПМСОФТ». - 2004.

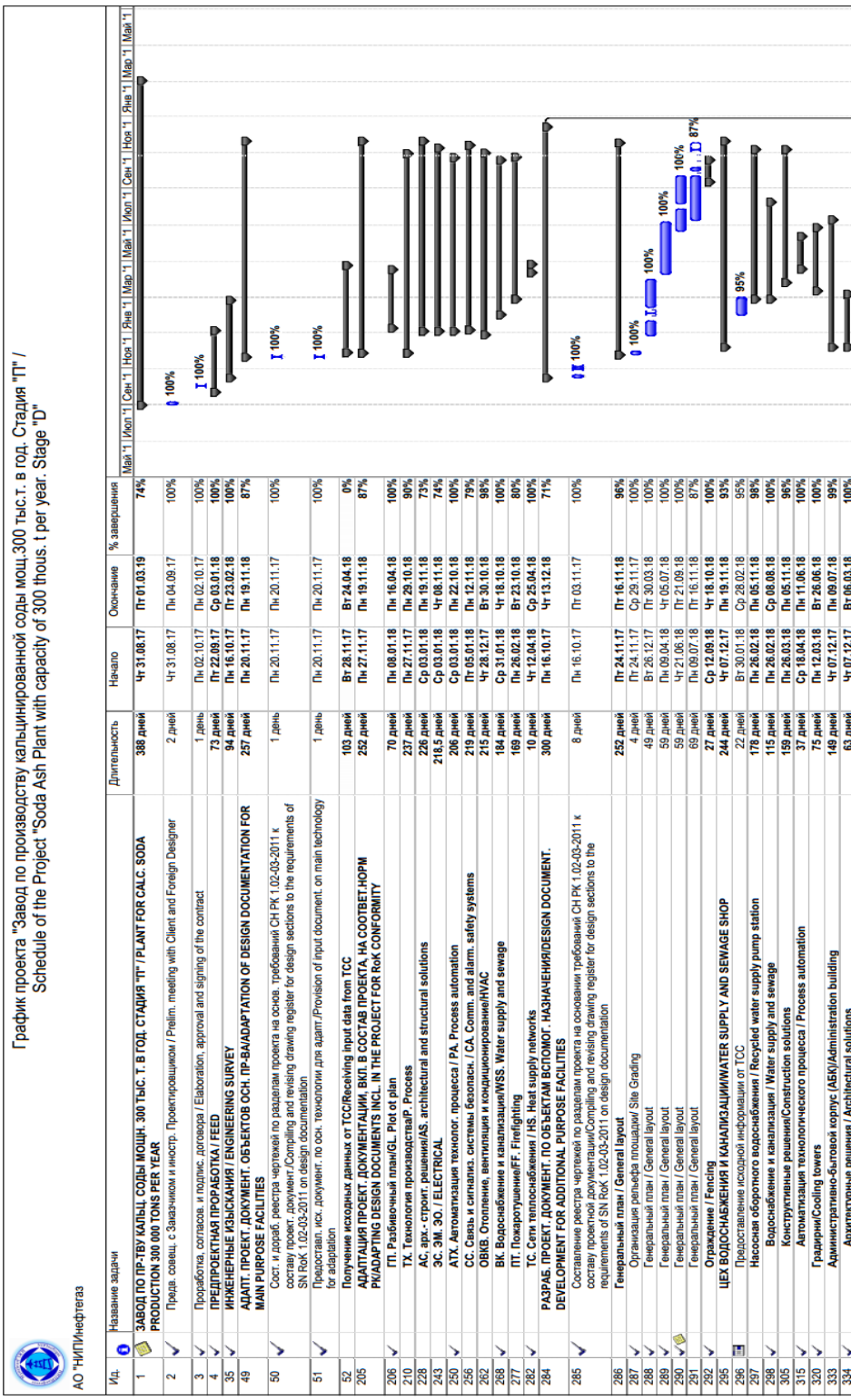


Рис. 3 - График работ по проекту в программе MS Project

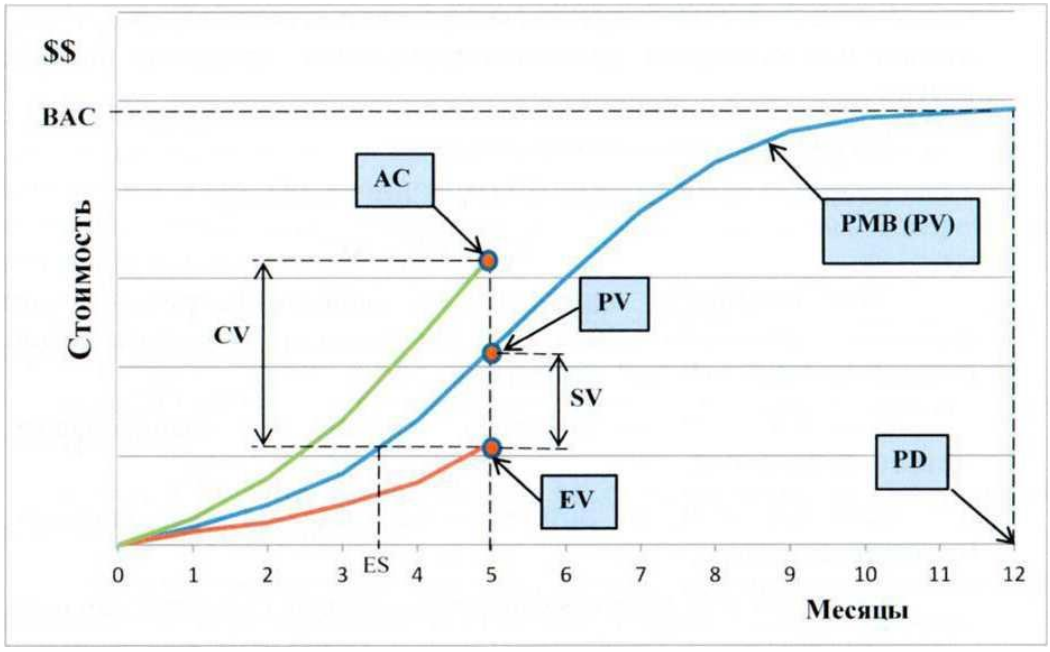


Рис. 4 - Базовые и основные показатели по методу освоенного объема

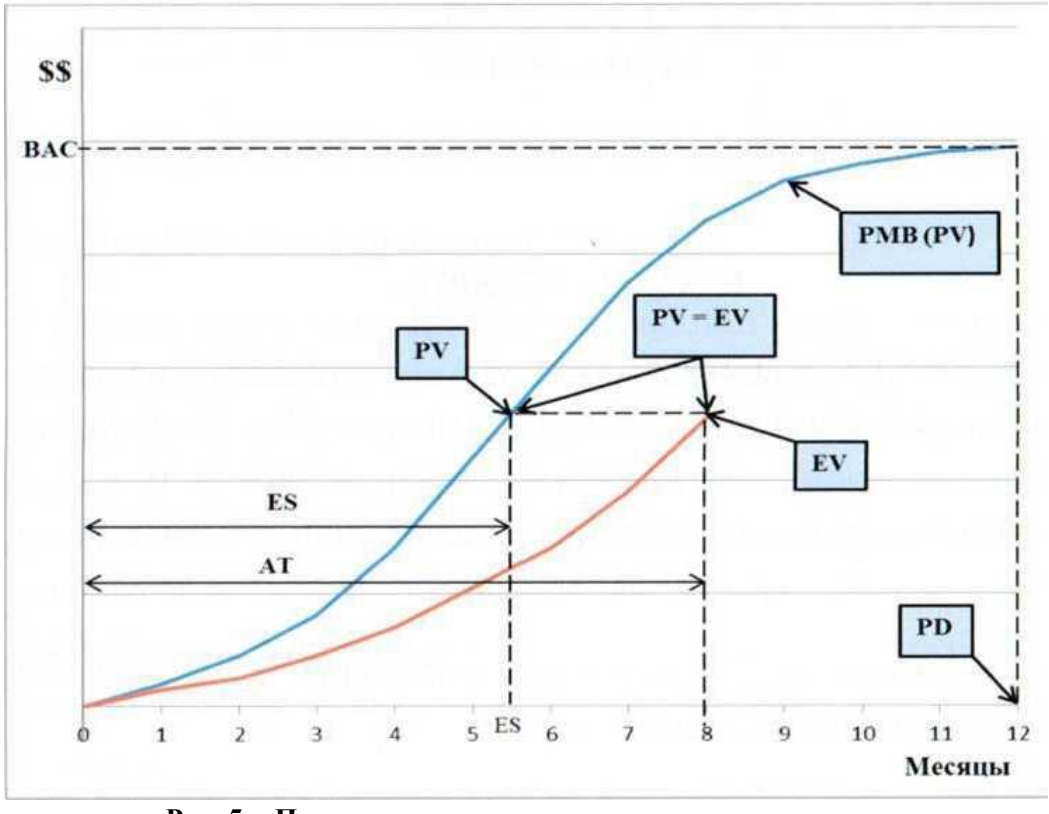


Рис. 5 - Показатели концепции освоенного расписания

УДК 001.89: 681.518+622.276

Баховчук Е.А., Бегоулева М.А.
(ООО «Технологии управления проектами»)

Цифровая промышленная революция. Практическое применение информационных технологий в нефтегазовой отрасли

Большинство нефтяных месторождений охватывает тысячи квадратных километров, а часть из них находятся в трудных местных условиях (жара, мерзлота, пустыня, глубокие воды) или обладает трудноизвлекаемыми запасами. Из-за этих факторов и ряда других проблем, связанных с обеспечением технологической безопасности, имеются сложности при освоении нефтяных месторождений (при постоянном увеличении спроса на нефть и газ). Поэтому нефтяным предприятиям, как никогда, необходима оцифрованная инфраструктура высокой надежности, которая обеспечивала бы повышенную производительность и безопасность и контролировала бы многочисленные используемые в нефтегазовом деле устройства по всему месторождению. Именно поэтому в последние годы нефтяные компании во всем мире все больше управляют своими нефтяными месторождениями за счет использования «интеллектуальных» технологий. Они зарекомендовали себя мощным инструментом обеспечения безопасности.

Информационные технологии в нефтегазовой отрасли все чаще применяются на всех этапах жизненного цикла объекта. Период эксплуатации является самым продолжительным и важным этапом, когда становится очевидной инвестиционная состоятельность проекта. Современные технологии информационного моделирования открывают новые возможности в оценке эффективности управления эксплуатацией объекта. В статье рассмотрены возможности применения информационных технологий в управлении активами. Раскрываются способы создания эксплуатационной информационной модели с помощью технологии наземного лазерного сканирования. Описываются возможности других направлений информационных технологий: дополненной, виртуальной и смешанной реальностей; «больших данных»; интернета вещей.

Международный опыт применения технологии информационного моделирования охватывает сегодня процессы проектирования, строительства и эксплуатации объектов капитального строительства; во всем мире они проходят путь серьезных изменений, связанных с цифровизацией экономики и цифровой промышленной революцией (Индустрия 4.0).

В практике стран СНГ многие годы поднимался вопрос рациональной и эффективной эксплуатации промышленных активов. Дебаты на эту тему

возобновились с новой силой после того, как была разработана технология информационного моделирования объектов и возникла гипотеза, что BIM-информация, получаемая в течение жизненного цикла объекта может помочь повысить эффективность управления активами (AM – Asset Management).

Этап эксплуатации является самым продолжительным в жизненном цикле объекта и может составлять 50 и более лет. Кроме того, именно он вносит основной вклад в стоимость его жизненного цикла. Как свидетельствуют подсчеты, стоимость эксплуатации объекта от пяти до семи раз выше стоимости исходных инвестиций и в три раза превышает стоимость строительства. Существует колоссальная экономическая и экологическая потребность в том, чтобы управление вновь построенными и существующими промышленными объектами осуществлялось максимально эффективным способом.

Проведенные зарубежные исследования BIM-технологий в направлении повышения эффективности эксплуатации промышленных активов, а также исследование барьеров, препятствующих ее использованию, показали, что потенциал BIM-технологий возникает благодаря улучшению существующих на данный момент ручных процессов передачи информации, например, исполнительной документации. При этом отмечается, что технология также повышает точность данных и увеличивает эффективность эксплуатации с точки зрения скорости доступа к актуальным данным об объекте.

Управление активами (AM) – это обобщающий термин, сводящий вместе широкий круг функций, относящихся к промышленному предприятию и приносящих выгоду организации и ее сотрудникам в целом.

Управление активами глобально по своей природе, охватывает все – от управления предприятием и финансами до технического обслуживания и санитарного содержания актива. Правительства многих стран мира признали неэффективность применяемых процессов, которые оказывают влияние на строительную индустрию в целом, рекомендовав использование информационного моделирования объектов (BIM) в качестве стратегии, направленной на решение вопросов снижающейся продуктивности в данной сфере.

Информационное моделирование в управлении активами – это процесс генерирования и управления информацией об активе в течение всего его жизненного цикла. Например, правительство Великобритании, как одной из ведущих стран по использованию BIM-технологий, санкционировало использование BIM-моделей применительно ко всем объектам общественного строительства, начиная с 2016 г., с включением передачи цифровых данных, требуемых для этапа эксплуатации здания.

В мире нефтегазовая отрасль является одной из лидирующих в реальном секторе в части применения информационных технологий при управлении активами. Признанными лидерами являются такие страны как Норвегия,

Голландия, Саудовская Аравия, Соединенные Штаты Америки. В странах бывшего СССР лидером является Российская Федерация – активно применяют информационные технологии в своих процессах управления предприятиями организации входящие в группы «Газпром», «Новатэк», «Роснефть».

Рассмотрим возможные способы создания цифрового актива, возможности его применения, а также варианты использования других инструментов из области информационных технологий.

Важнейший из них - управление ЖЦ промышленного предприятия на основе современных технологий. Установленные десятилетиями принципы реализации крупных проектов в нефтяной отрасли, в том числе капитального строительства и эксплуатации, в настоящее время активно подвергаются «атакам» технологических апгрейдов и улучшений посредством внедрения цифровых технологий и автоматизации бизнес-процессов. Ведь по сей день любой, даже самый тщательно спланированный проект, в ходе реализации имеет свои проблемы и недостатки:

• высокая доля отклонения сроков выполнения работ от календарного плана из-за укрупненного планирования работ, отсутствия актуальной информации, отсутствием взаимосвязей между информацией от подразделений;

• некорректная приоритезация работ на проекте из-за неэффективного взаимодействия с другими участниками проекта;

• отсутствие единой платформы кросс-функционального взаимодействия между всеми участниками проекта;

• большое количество ошибок, допущенных проектным институтом в виде коллизий и некорректного определения физических объемов при разработке проектно-сметной документации.

Первично технология информационного моделирования начала применяться на этапе проектирования для минимизации пространственных коллизий и проектных ошибок.

Информационные трехмерные модели (3D) позволяют существенно облегчить процесс проведения экспертизы проектной и рабочей документации, увидеть реальный цифровой двойник объекта до начала его строительства.

В дальнейшем модель перешла на строительную площадку для выявления временных коллизий (4D), увязки поставок с монтажом оборудования и сооружений, контроля хода и качества строительства, формирования исполнительной документации.

Следующим шагом стало применение технологии информационного моделирования в эксплуатации промышленных предприятий, что привело к появлению понятия «цифровой актив предприятия» (5-7D).

Эксплуатационные информационные модели являются эффективным инструментом для управления инженерно-технической информацией,

накопленной в течение жизненного цикла эксплуатируемых предприятием активов.

Внедрение информационных моделей в процесс управления активами обеспечивает:

- повышение качества организационного и стратегического планирования в процессе эксплуатации на основе полной и точной информации об активах;
- повышение качества принятия решений, касающихся расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание активов, исходя из их фактической производительности и состояния;
- поддержание заданного уровня надежности активов (минимизация простоев, отказов, падения эксплуатационных характеристик оборудования) за счет качественного информационного обеспечения процессов эксплуатации и технического обслуживания активов;
- повышение уровня безопасности эксплуатации за счет организации оперативного доступа к требуемой для принятия решений информации в случае аварий и нештатных ситуаций.

Для управления цифровым активом применяются AM-системы - системы управления инженерными данными – так называемые «инженерные порталы» (примеры – AVEVA .NET Portal, Cadmatic E-Share, Неосинтез, Ecodomus). Доступ к системе осуществляется через веб-портал, что обеспечивает оперативность получения необходимой информации в любое время из любой точки и с любого устройства (Рис. 1-2).

Сама эксплуатационная модель представляет собой 7D модель, каждое из измерений в которой означает следующее:

3D-модель – трехмерное изображение актива, позволяющее получить модель, проверенную на предмет пространственных коллизий до начала выполнения строительно-монтажных работ по объекту. Все выявленные отклонения могут быть своевременно устранены проектной организацией.

На этапе эксплуатации 3D-модель полезна при планировании и проведении работ по реконструкции или модернизации существующего актива.

4D-модель – представляет собой интеграцию календарно-сетевого графика (КСГ) с информационной моделью. В данном случае модель позволяет на начальном этапе не только увидеть виртуальное моделирование процесса строительства, но и проанализировать всю последовательность работ по проекту на предмет пространственно-временных пересечений.

При связке с системами технического обслуживания и ремонта позволяет планировать и визуализировать во времени плановое техническое обслуживание и ремонт оборудования.

5D-модель – интеграция информационной модели с планом освоения инвестиций. Позволяет визуально оценить соответствие фактических и планируемых затрат.

Добавив связь с бухгалтерской информацией, появляется возможность оценивать и планировать стоимость эксплуатации основных элементов актива.

6D-модель – интеграция информационной модели с планами закупок и поставок, загружаемых из продуктов линейки SAP. Позволяет получать информацию о требуемом количестве ресурсов для того или иного сооружения со статусом их поставки, проанализировать обеспеченность производства строительно-монтажных работ необходимым оборудованием и материалами.

В эксплуатации позволяет контролировать укомплектованность ресурсами для проведения планового технического обслуживания и ремонта, иных работ.

7D-модель (Рис. 3-4) – добавление эксплуатационной информации, такой как исполнительная документация, техническая информация на оборудование и изделия, регламенты технического обслуживания, инструкции по ремонту и эксплуатации систем и их элементов.

Непосредственно сама эксплуатационная модель предприятия может быть создана двумя способами, в зависимости от того на каком этапе жизненного цикла объекта принято решение о создании цифрового актива.

Если решение принято на этапе концепции или проектирования, то модель создается последовательно каждым участником проекта с учетом требований каждого последующего звена. То есть эксплуатационная служба должна уже на этапе проектирования планировать удобство управления активом и выдать требования по наполнению модели инжиниринговой, проектной и подрядной организациям. На этапе передачи актива в эксплуатацию уточняются геометрические параметры и на выходе получается исполнительная модель предприятия, которая после небольших доработок пригодна для использования в АМ-системах.

Это идеальный случай и в существующих реалиях маловероятный из-за отсутствия компетенций по подготовке цифрового актива в первую очередь у строительных организаций. Среди проектных и инжиниринговых организаций, на данный момент, только единицы освоили плановый переход модели от этапа к этапу и наполнению ее всей необходимой информацией.

К тому же, сейчас существует большое количество активов, уже построенных без применения технологии информационного моделирования. В таком случае, цифровой двойник создается путем воссоздания модели предприятия с применением технологий наземного лазерного сканирования (НЛС).

Наземный лазерный сканер (НЛС) — это съёмочная система, измеряющая с высокой скоростью (от нескольких тысяч до миллиона точек

в секунду) расстояния от сканера до поверхности объекта и регистрирующая соответствующие направления (вертикальные и горизонтальные углы) с последующим формированием трёхмерного изображения (скана) в виде облака точек.

На основании полученного облака точек формируется трехмерная модель (Рис. 5-6), которая наполняется все необходимой и существующей эксплуатационной информацией.

Перспективы применения информационных технологий в области технической эксплуатации – это "умное" предприятие. Цифровая трансформация промышленности в различных регионах и городах, согласно стратегии развития «умной среды» будет базироваться на новейших технологиях.

Все производственные и сервисные предприятия будут использовать технологии Интернета вещей, в том числе огромное количество различных датчиков как в процессах производства, логистики и продажи своих продуктов и услуг, так и в процессах их послепродажного использования и обслуживания.

Например, по реализации стратегии «умного города Москвы» к 2030 году 100% территории Москвы будет покрыто сетями беспроводной связи новейших технологий, предназначенных как для передачи данных на высоких скоростях с низкими задержками, так и для удовлетворения широкого спектра потребностей решений в сфере Интернета вещей.

Особое внимание на сбор, анализ и управление большими данными.

Датчики, внедренные в оборудование и продукты, будут передавать огромное количество и объемы данных, которые будут стекаться в хранилища данных и представлять собой ценный ресурс для предприятий.

Анализ этих данных, прогнозирование и принятие решений с помощью Искусственного интеллекта позволят оптимизировать бизнес-процессы, экономить затраты на обслуживание и ремонт, повысить энергоэффективность производств, зданий, сооружений, оптимизировать транспортные и логистические процессы.

В условиях концепции «умных предприятий» необходимо предусмотреть, что беспроводные сети связи новейших технологий и встроенные датчики позволят удаленно осуществлять непрерывный контроль и управление деятельностью предприятия, корректировать или менять задачи, обновлять программное обеспечение, тем самым значительно повышая их функциональность и безопасность.

Технологии дополненной и виртуальной реальности (AR/VR) расширят возможности удаленного управления техникой и оборудованием, их обслуживания и ремонта. Оператор – человек, вооруженный такими технологиями и высокоскоростной связью с низкими задержками, будет способен с помощью одного или нескольких роботов проводить подобные

работы без привязки к месту их проведения, обеспечивая при этом необходимый уровень качества и безопасности.

В процессах производства и обслуживания, в том числе промышленных и городских предприятий, будут применяться роботы и роботизированная техника. Высокая мобильность и автономность дронов позволит им осуществлять в этих процессах огромное количество функций – от доставки и перемещения до наблюдения и контроля.

Применение таких технологий будет способствовать формированию условий для повышения производительности труда во всех сферах государственной экономики за счет роботизации и автоматизации производственных процессов, развития промышленного Интернета вещей и других цифровых технологий.

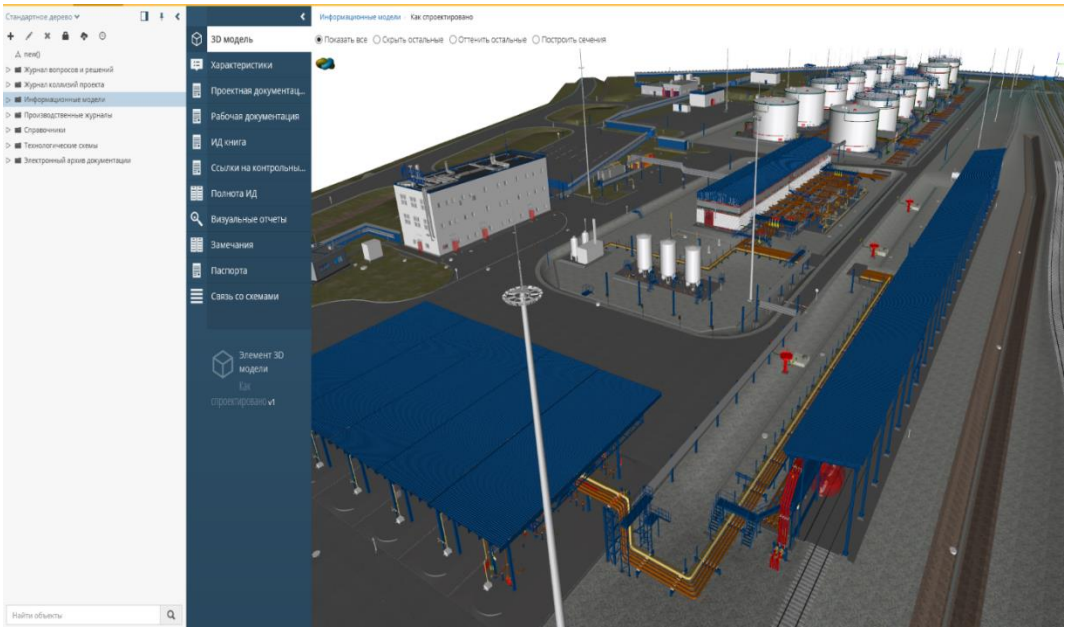


Рис. 1 - Пример Эксплуатационной исполнительной модели (ЭИМ), загруженной в Инженерный портал

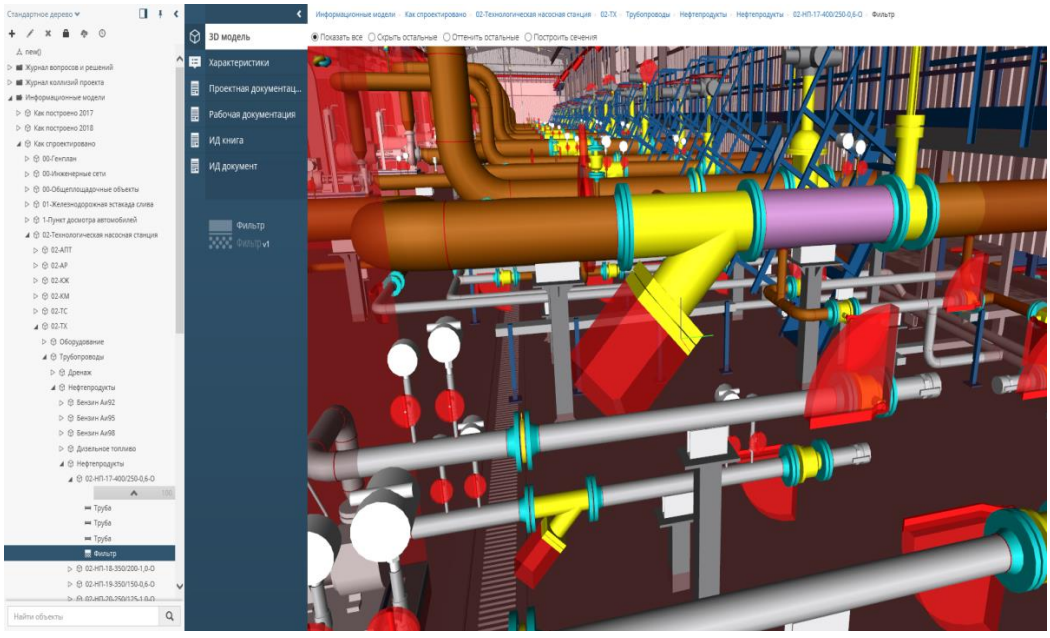


Рис. 2 - Пример Эксплуатационной исполнительной модели (ЭИМ), загруженной в Инженерный портал

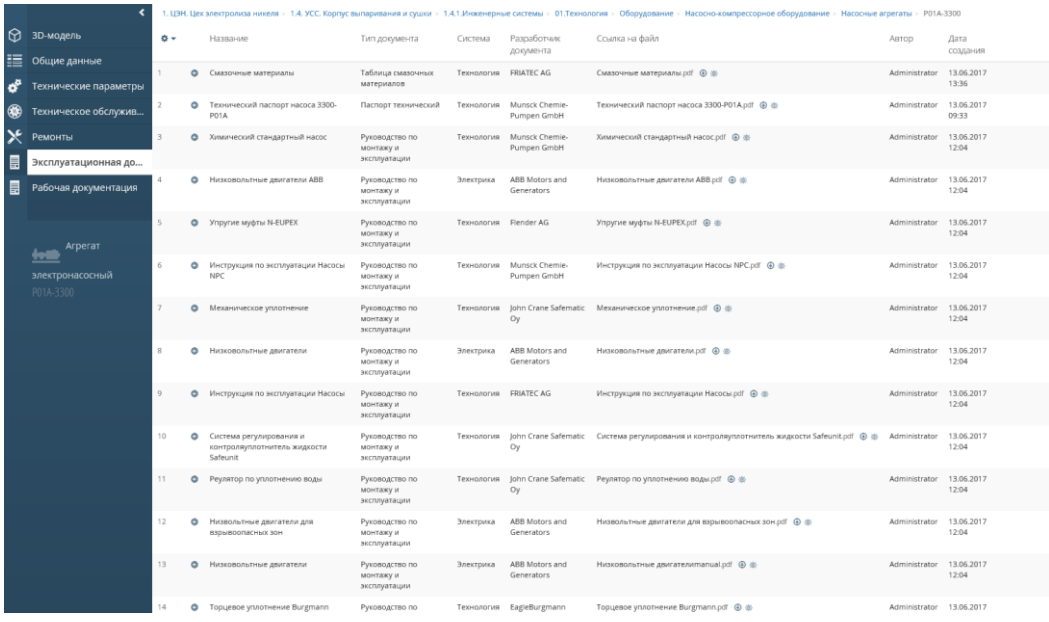


Рис. 3 - Пример связи 3D-модели с эксплуатационной документацией в эксплуатационной информационной модели

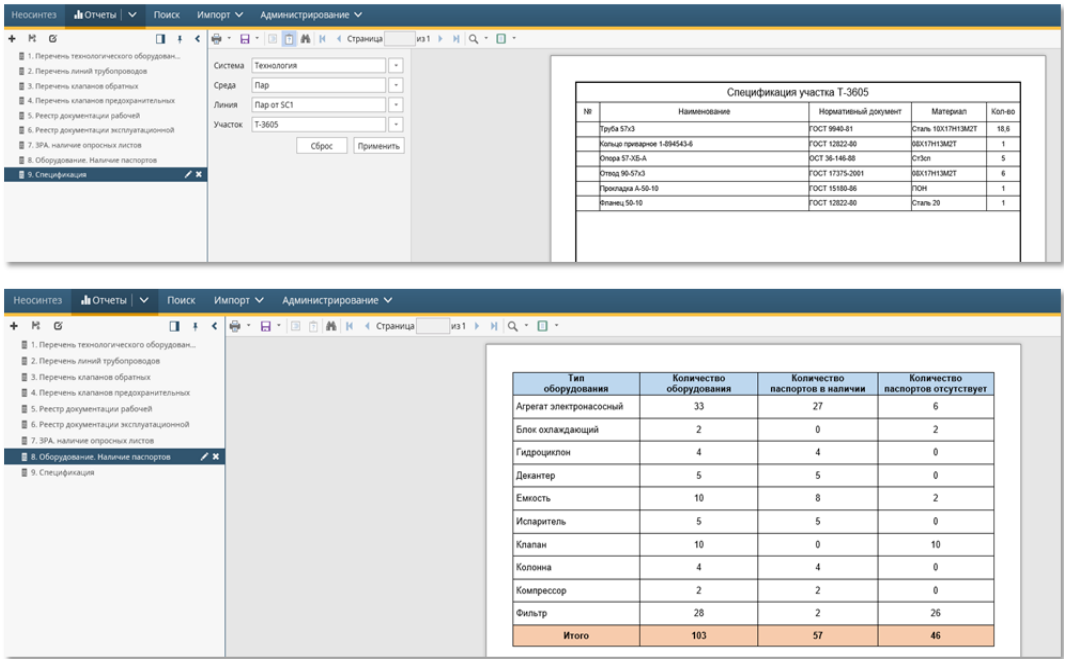


Рис. 4 - Пример настроенных шаблонов отчетных форм в эксплуатационной информационной модели

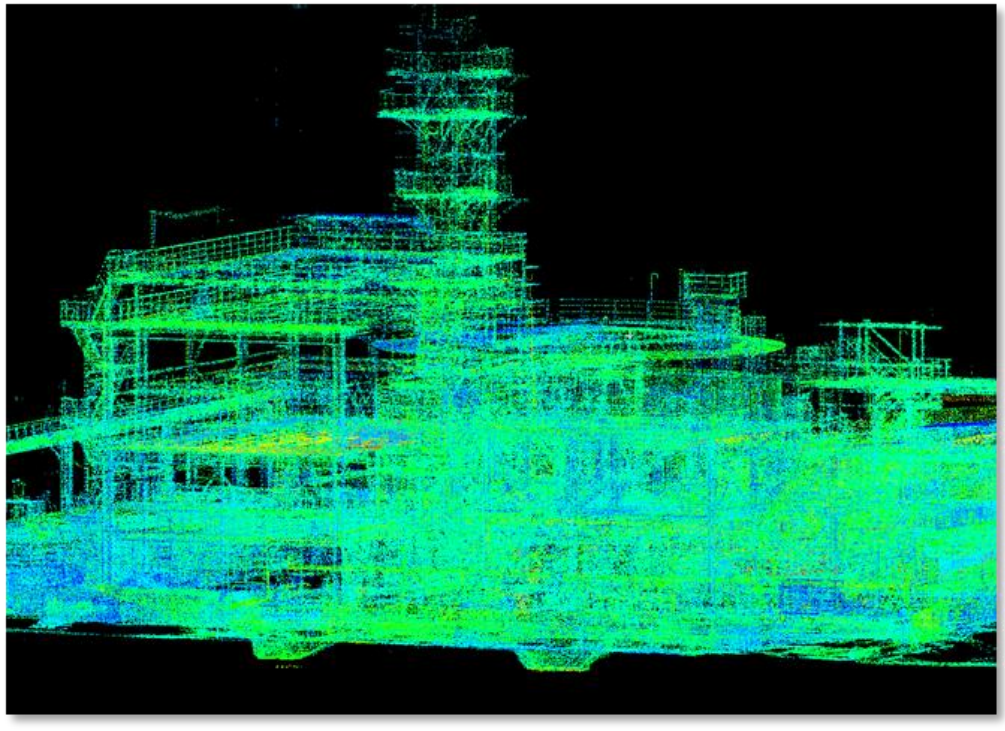


Рис. 5 - Проведение НЛС на объекте. Облако точек НЛС

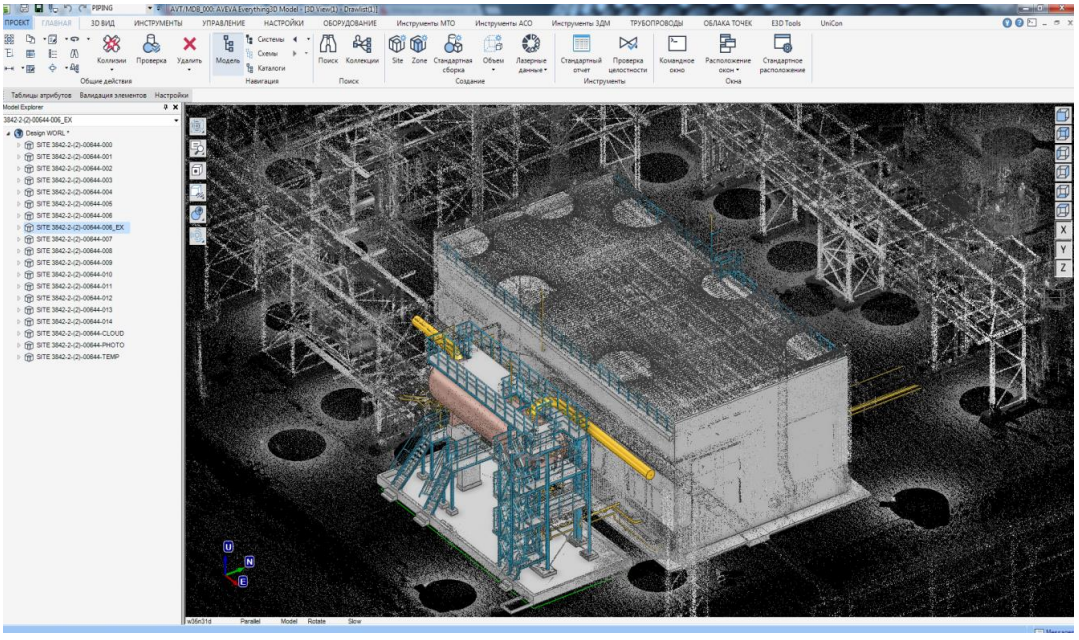


Рис. 6 - Формирование 3D-модели «Как построено»

V. ЭКОЛОГИЯ

УДК 001.89:628.1(574.1)

Турсунова А.Б. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Актуальные вопросы по обеспечению качественной питьевой водой г.Аксай

Качество питьевой воды является одним из приоритетных вопросов гигиены окружающей среды в Казахстане, что обусловлено неуклонным ростом водопотребления, качественными изменениями водоисточников, подвергающихся практически неконтролируемому антропогенному воздействию, не совершенными существующими способами водоподготовки. Обеспечение населенного пункта чистой питьевой водой нормативного качества, безопасность и доступность водопользования для всех слоев населения является одним из главных приоритетов социальной политики и составляет основу здоровья и благополучия человека.

Приоритетные долгосрочные задачи по обеспечению населения качественной питьевой водой определены в Стратегической программе «Казахстан-2030» и «Питьевая вода».

Питьевая вода должна быть безопасна в эпидемическом и радиационном отношении, безвредна по химическому составу и иметь благоприятные органолептические свойства. Ее качество должно соответствовать гигиеническим нормативам перед поступлением в распределительную сеть, а также в точках водозабора наружной и внутренней водопроводной сети. Санитарно-эпидемиологические требования к качеству питьевой воды устанавливаются нормативными правовыми актами в области санитарно-эпидемиологического благополучия населения.

Основным источником водоснабжения города Аксай является подземный источник - водозабор «Бестау» Аксайского месторождения подземных вод.

Аксайское месторождение подземных вод разведано в 1964-1967 гг., эксплуатация водозабора начата в 1981 году.

Водозабор состоит из 11 эксплуатационных скважин (10 рабочих и 1-ой резервной скважины) равномерно распределенных по площади месторождения. Расстояние между скважинами колеблется от 1125 м и до 2875 м.

Эксплуатационные скважины связаны в единую систему водоотводом диаметром 100-250 мм.

Схема расположения эксплуатационных скважин приведена на рисунке 1. Для наглядности на рисунке 2 представлен геолого-технический разрез эксплуатационной скважины 1 с результатами опробования.

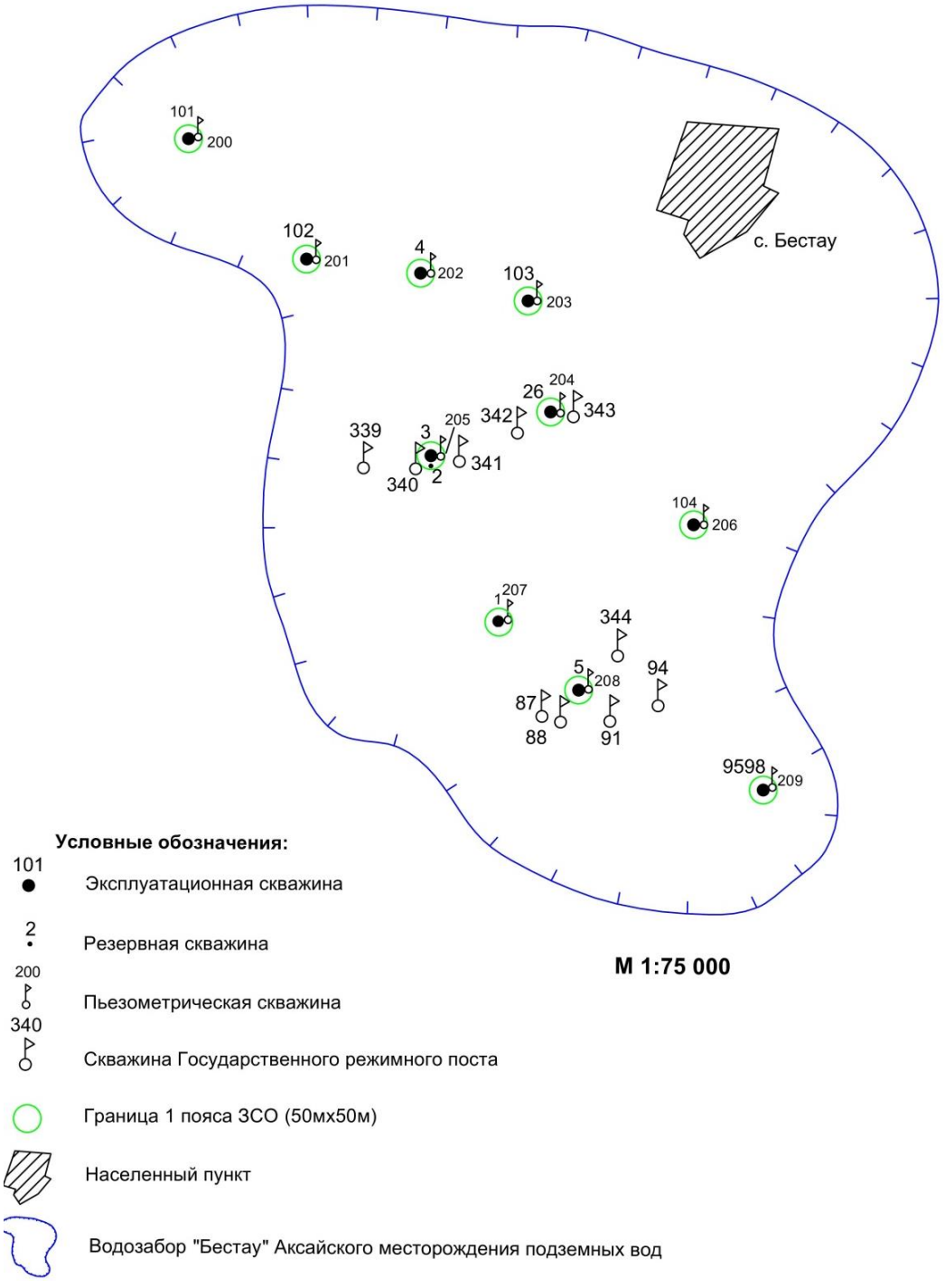


Рис. 1 - Схема расположения скважин на водозаборе «Бестау» Аксайского месторождения подземных вод

Абсолютная отметка - 76.3 м
Глубина скважины - 55.0 м
Скважина пробурена - май 1972 г.
Диаметр бурения: начальный - 406 мм, конечный - 325 мм
Фильтр - перфорированная труба,
установлен в интервале 39.0-52.0 м, диаметром 273 мм

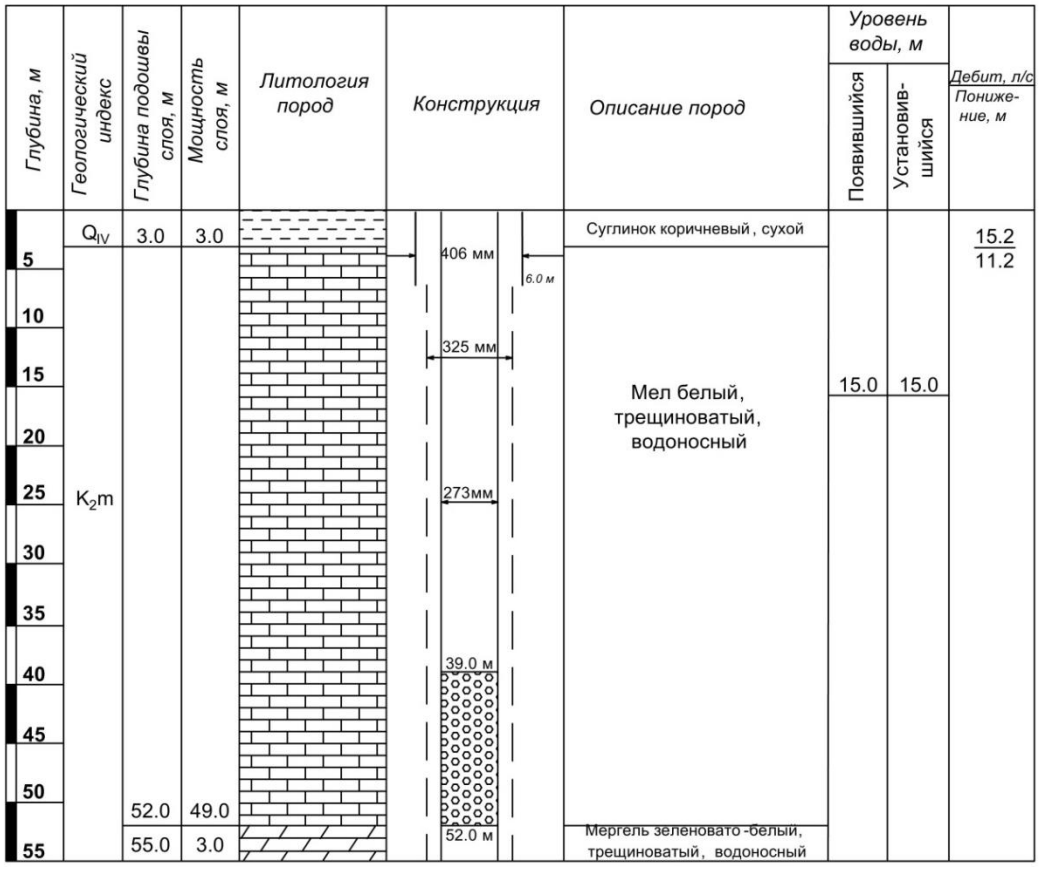


Рис.2 - Геолого-технический разрез скважины № 1

Подземные воды приурочены к трещиноватой зоне карбонатных (мел-мергельных) отложений.

По химическому составу подземные воды на Аксайском месторождении, преимущественно смешанного типа. По классификации Алекина О.А. подземные воды относятся к гидрокарбонатному классу. Группа подземных вод преимущественно натриевая, тип воды второй. В зависимости от значений водородного показателя (pH) воды нейтральные, по величине температуры (+8 +9 ^{0}с) холодные.

Химический состав и минерализация подземных вод характеризуется стабильностью, изменяясь в небольшом диапазоне. Распространены, преимущественно, пресные воды с минерализацией 0,5 – 0,9 г/л. На участке эксплуатационных скважин №№ 1, 4, 5, 103 отмечается повышение

минерализации подземных вод до 1,5 г/л. Подземные воды имеют, смешанный химический состав. Содержание кадмия в подземных водах месторождения, в целом, составляет 0,016 – 0,020 мг/л, а стронция – 1,10 – 2,50 мг/л.

Комплекс водоснабжения осуществляется по следующей схеме:

- вода из подземных источников глубинными насосами по сборным трубопроводам подается на водоочистные сооружения «Бестау». Водоочистные сооружения «Бестау» представляют конструкцию из напорных фильтров. Вода перед поступлением на фильтры хлорируется. У исходной неочищенной воды при хлорировании кроме микробиологической защиты происходит окисление Fe2+ на Fe3+. Образующаяся гидроокись железа задерживается в напорных фильтрах при помощи фильтровального угля. Для создания требуемого напора и обеспечения заданного расхода перед напорными фильтрами приняты к установке горизонтальные насосы: один рабочий и один резервный. Затем вода, прошедшая очистку в напорных фильтрах под остаточным напором поступает в резервуары чистой воды. Далее вода подается по двум магистральным водоводам в водонапорную башню и откуда отводится потребителям по существующей водопроводной сети г.Аксая.

В соответствии с выше рассмотренными условиями добычи подземных вод на водозаборе «Бестау» Аксайского месторождения добытая вода до поступления потребителям проходит следующие поэтапные последовательные пути транспортировки с потерями и утечками на каждом этапе:

- при водозаборе из скважин глубинными насосами;
- по сборным трубопроводам при подаче воды на расстоянии 5-10 км;
- при подаче насосами первого подъема на водоочистные сооружения;
- при очищении воды и аккумулировании в резервуарах;
- при подаче насосами второго подъема в водонапорную башню (на случай аварийного водоснабжения);
- при поступлении очищенной воды в резервуары чистой воды.

В течение всех этих этапов водоподачи общие потери и утечки воды в целом достигают от 15 до 18,71% от общего объема воды.

Интенсивное освоение Карачаганакского газоконденсатного месторождения привело к увеличению потребности в воде и к усилению эксплуатации Аксайского месторождения подземных вод. В связи с этим возникла необходимость проведения регулярных режимных наблюдений за уровневым режимом подземных вод на Аксайском месторождении.

Начиная с 2004 года, наблюдения за режимом подземных вод водоносного верхнемелового горизонта ведутся по наблюдательной сети, состоящей из 10 скважин. Водозабор «Бестау» Аксайского месторождения подземных вод является объектом Государственного мониторинга недр.

Ниже приводится краткое описание методики проведения основных видов работ.

Стационарные наблюдения за уровнем и температурой подземных вод.

Учитывая небольшую глубину залегания грунтовых вод, частота замеров уровней и температуры подземных вод составляет 5 раз в месяц в течение всего года.

Совместно с изучением уровня и температуры подземных вод проводится изучение гидрохимического режима подземных вод. Для изучения изменений химического состава подземных вод во времени под действием естественных и искусственных факторов производится отбор проб воды на сокращенный химический анализ из наблюдательных скважин.

Изучение состояния и рационального использования подземных вод при эксплуатации централизованного водозабора заключается в проведении обследований водозабора «Бестау» с отбором проб воды, замеров дебитов и динамических уровней в действующих скважинах (где это возможно). Кроме того, выясняется состояние проводимых недропользователем работ по мониторингу подземных вод (наличие наблюдательных скважин, наблюдение за уровневым и гидрохимическим режимом подземных вод по наблюдательным и эксплуатационным скважинам). В ходе обследования, на действующих водозаборах проверяется наличие и работа водоизмерительных приборов, ведение учета и замеров динамического уровня воды, герметизация устья скважин, установка зоны санитарной охраны строгого режима. Обследование водозабора «Бестау» Аксайского месторождения подземных вод производится один раз в год.

С целью своевременного обнаружения техногенного воздействия Карачаганакского газоконденсатного месторождения на подземные воды, осуществляемого путем глобального переноса загрязняющих веществ, производится отбор проб воды из скважин на определение содержания стронция.

Для предотвращения загрязнения подземных вод создана зона санитарной охраны (ЗСО) из трех поясов, в которых осуществляются специальные мероприятия, исключающие возможность поступления загрязнения в водозабор и в водоносный горизонт в районе водозабора.

По степени естественной защищенности подземных вод от поверхностного загрязнения, по методу В.М. Гольдберга, месторождение относится ко второй категории, т.е. слабо защищенное.

Первый пояс ЗСО (строгого режима) включает территорию, где располагается водоприемные сооружения, насосная станция, установки для обработки воды, резервуары. Его назначение – защита места водозабора и водозаборных сооружений от загрязнения и повреждения.

Второй пояс ЗСО имеет ширину в пределах 89-293 м, протяженность вниз по потоку – 32-145 м, вверх по потоку 580-2176 м и предназначен для

защиты водоносного горизонта от микробных загрязнений. Поскольку второй пояс расположен внутри третьего пояса, он предназначен также для защиты от химического загрязнения.

Третий пояс (зона химического загрязнения) шириной в пределах 125-478 м, протяженность вниз по потоку 32-145 м, вверх по потоку 2900-18752 м.

Для дальнейшего обеспечения качественной питьевой водой г.Аксай согласно «Проекту промышленной разработки водозабора «Бестау» Аксайского месторождения подземных вод в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области, 2016 г.», приведены следующие рекомендации:

- для изучения режима подземных вод в условиях эксплуатации водозабора необходимо разработать мероприятия по организации ведомственной сети наблюдательных скважин;
- в целях обеспечения санитарно-эпидемиологической надежности водозабора, необходимо восстановить на всех скважинах ограждения 1-го пояса зоны санитарной охраны и обозначить на местности опознавательными знаками границу 2-го пояса, в соответствии с СанПиН РК;
- производить регулярные обследования территории первого пояса ЗСО и периодическое обследование второго и третьего поясов с целью поддержания участка водозабора в удовлетворительном санитарном состоянии и своевременного устранения возникающих технических неполадок;
- при эксплуатации месторождения необходимо предусмотреть мероприятия по обеззараживанию и умягчения подземных вод.

Соблюдение данных рекомендаций, позволяет своевременно получать данные об изменениях качества подземных вод и предусматривать необходимые мероприятия для предотвращения их загрязнения и истощения; отслеживать положение уровня подземных вод в эксплуатационных скважинах и заблаговременно регулировать глубину погружения насоса во избежание выхода из строя; оценивать влияние регионального водоотбора на состояние подземных вод; управлять режимом эксплуатации водозаборных сооружений; обеспечивать качественной питьевой водой г.Аксай.

Список использованной литературы

1. Турсунова А.Б., Проект промышленной разработки водозабора «Бестау» Аксайского месторождения подземных вод в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области. - ТОО «Жайыкгидрогеология». - 2016.

УДК 001.89:502.55+614.7

Сыдык Д.С., Каримова А.Л. *(АО «НИПИнефтегаз»)*

Раздельный сбор отходов – первый шаг на пути к «зеленой» экономике

Актуальность работы

В декабре 2012 года в Послании Президента Республики Казахстан народу страны "Стратегия "Казахстан-2050": новый политический курс состоявшегося государства" была поставлена новая стратегическая цель по вхождению республики в число 30-ти самых развитых государств мира к 2050 году. Ключевым посылом Стратегии "Казахстан-2050" стала тема модернизации страны.

В настоящее время перед Казахстаном стоит задача построения наукоемкой экономики, которая связана с ростом вклада знаний и инноваций в экономический рост, увеличением доли услуг и экологизацией экономики.

Одним из комплекса мер, направленных на переход к "зеленой экономике" является развитие системы управления бытовыми и промышленными отходами [2].

Цель научно-исследовательской работы - это проследить шаги по модернизации системы управления бытовыми отходами в рамках реализации Концепции по переходу Республики Казахстан к "зеленой экономике".

Задачи исследования:

1. Обзор законодательных документов;
2. Изучение инфраструктуры города Актау по наличию контейнеров для разделения бытовых отходов;
3. Проследить дальнейший цикл их переработки/утилизации;
4. Изучение опыта развитых стран по проблемам и решениям утилизации бытовых отходов.

Согласно Стратегии "Казахстан-2050" [2] для развития системы управления бытовыми и промышленными отходами необходимо принять следующие шаги:

- Создание специализированной инфраструктуры и принятие новых стандартов сбора и утилизации отходов для снижения уровня загрязнения окружающей среды бытовыми отходами.
- Поддержка использования экологически безопасных технологий и процессов в производстве, включая технологии по уничтожению опасных отходов.
- Строительство мусороперерабатывающих заводов, расширение полигонов по утилизации мусора и ликвидация открытых свалок.

• Ввод раздельного сбора бытовых отходов на уровне каждого потребителя.

Согласно принятой Концепции по переходу Республики Казахстан к "зеленой экономике" [3] переработка отходов к 2030 году должна составлять до 40%, а к 2050-му — до 50%.

На данный момент доля переработки отходов от общего объема ТБО согласно проведенному анализу текущей ситуации в рамках «Программы модернизации системы управления ТБО на 2014-2050 годы» [4] составляет менее 10%.

В настоящее время в Казахстане работают два мусоросортировочных завода - в Нур-Султане и Караганде, на которых вручную осуществляется сортировка таких отходов как пластик, бумага, металл, стекло, электроника. Переработка пластика и электротехники осуществляется на самом заводе. Спрессованные бумажные отходы для переработки отправляются на предприятие ТОО «Kazakhstan Kagazy» г. Алматы.

На заводе действует цех по переработки отработанных масел, из которых производится печное топливо, которое также отправляется на продажу. Технология сама вырабатывает газ, который используется на собственные нужды. Каждый завод рассчитан на переработку 250 тысяч тонн твердых бытовых отходов в год.

Построенный в Алматы в 2007 году мусороперерабатывающий завод через несколько лет прекратил свое производство из-за отсутствия субсидий со стороны государства. Хотя все было просчитано до мелочей — выделен земельный участок, приобретено испанское, немецкое, итальянское оборудование. Более того, завод был единственным в Казахстане, который на 90% покрывал потребности мегаполиса в утилизации твердых бытовых отходов [5,6].

В Туркестанской области с 2018 года действует завод по переработке пластиковых бутылок в ткани. Завод — совместный проект казахстанской компании GreenTechnology Industries и китайского партнера Hong Kong General Industry And Commerce. Завод построен в рамках реализации плана мероприятий Концепции по переходу Республики Казахстан к "зеленой» экономике". Мощность завода – 50 тыс. тонн выпускаемой продукции в год. Этот объем может полностью удовлетворить потребности Казахстана в искусственном волокне.

Запуск на заводе произведен в 2 этапа. 1-ый это производство ПЭТ-хлопьев, 2-ой этап - производство штапельного волокна. Этот вид синтетического волокна не мнется, не выгорает и долго сохраняет высокую прочность, обладает гипоаллергенным свойством. Вещи, изготовленные из него, приятны на ощупь, легко стираются.

Полиэфирные волокна также можно использовать в строительных смесях для повышения их качества и в качестве материала (пластмассовая нить) для 3D-принтера [8,9].

Мусороперерабатывающих предприятий в стране катастрофически не хватает. Сегодня в стране, по мнению экспертов, накопилось более 43 миллиардов тонн отходов производства и потребления, из которых не менее 10% идет на переработку, остальное отправляется на захоронение. Чаще значительная часть отходов просто сбрасывается на стихийные свалки, потому как вместимость официальных полигонов недостаточна для растущих в геометрической прогрессии объемов мусора. К тому же не все полигоны имеют соответствующее изоляционное покрытие и систему сбора и переработки сточных вод, и вредные вещества проникают в почву и грунтовые воды.

Но прежде чем строить в каждом городе мусороперерабатывающие заводы, необходимо приучить население сортировать мусор.

В Казахстане уже не раз в разных регионах ранее предпринимались попытки создания системы раздельного сбора и переработки мусора, но почти всякий раз проваливались из-за множества причин, основными из которых являются безразличие населения, отсутствие необходимой инфраструктуры, неотрегулированность нормативно-правовой базы, отсутствие поддержки местных властей, противодействие мусоровывозящих компаний, не заинтересованных в появлении конкурентов. Проблема становится все острее и требует комплексного решения с участием правительства, муниципальных властей, бизнес-сектора и общественности [5].

В связи с поставленной стратегической целью по вхождению РК в число 30-ти самых развитых государств мира, экологические вопросы занимают все больше внимания руководителей государства и представителей общественности.

С 2016 года в стране введен запрет на захоронение ртутьсодержащих ламп и приборов, металлолома, отработанных масел и жидкостей, батарей, электронных отходов. С января 2019 года вступает в силу запрет на захоронение пластмассы, макулатуры, картона и отходов бумаги, стекла. А с января 2021 года также вступит в силу запрет на захоронение строительных и пищевых отходов" (Статья 301 Экологического кодекса [1]).

В крупных городах Казахстана несколько лет назад появились цветные контейнеры для разного вида отходов.

В городе Актау на данный момент имеются отдельные контейнеры для сбора (рисунок 1):

- ртутьсодержащих ламп;
- пластиковых отходов;
- бумаги;
- картона.

Рис. 1 - Контейнеры для раздельного сбора отходов

В сферу переработки отходов начал вовлекаться и бизнес, ведь отходы можно превратить в экономический ресурс, а их переработка может создать десятки тысяч рабочих мест.

В настоящее время в Казахстане имеются 130 предприятий малого и среднего бизнеса, которые сортируют и перерабатывают отходы. Они выпускают около 20 видов продукции. Сортировочные комплексы располагаются в 19 населенных пунктах [7].

В Актау в декабре 2018 создан молодой стартап проект EcoWasteAktau [13]. Компания занимается сбором вторичного сырья для переработки. На сегодняшний день EcoWasteAktau является представителем в Мангистауской области таких крупных казахстанских переработчиков как Казахстан Кагазы - производители упаковочного картона (г. Алматы), Компании "Карина Пейпа" - производители салфеток, туалетной бумаги, бумажных полотенец (г. Алматы), Промтехноресурс - производители запчастей из электронных отходов (г. Алматы).

Компания EcoWasteAktau имеет по городу 4 действующих пунктов приема (рисунок 2):

- рынок Алем (22 мкр.);
- база Орса, склад 5000/1;
- рынок «САК» (29а мкр.);
- рынок «Сити центр» (27 мкр.).
- в 5 мкр. также установлен бокс, но пока не действует.

В г.Жанаозен тоже имеется пункт сбора отходов.

В пунктах приема осуществляется прием следующих видов вторичного сырья: макулатура (картон, бумага, книги, журналы, газеты), пластик (пакеты, ПЭТ бутылки, друге виды пластика), электронные отходы как от физических лиц так и от предприятий.

Рис. 2 - Пункты приема макулатуры, пластика и электронных отходов «EcoWasteAktau» на рынке Алем, 22 мкр (слева) и в 5 мкр (справа).

У «EcoWasteAktau» также заключены договора с банками, школами, типографиями, предприятиями и даже ресторанами (около 40 организаций) на вывоз макулатуры. В организациях устанавливаются специальные экобоксы для выброса бумаги.

АО «НИПИнефтегаз» также сдает макулатуру на переработку. По мере накопления в организации бумажных отходов приезжает машина с представителями компании «EcoWasteAktau» и они вывозят отходы для прессовки (рисунок 3). В дальнейшем прессованный отходы направляются в Алматы для переработки на предприятии ТОО «Kazakhstan Waste Recycling», (дочерняя организация ТОО «Kazakhstan Kagazy»).

Рис. 3 - Сдача макулатуры АО «НИПИнефтегаз» в организацию «EcoWasteAktau» (23 июля 2019 г.)

«EcoWasteAktau» совместно с общественной организацией НПО "Эко Мангистау" проводит экологические акции "Чистый берег" среди школ, различных учреждений и экоактивистов города.

Некоторые организации, стремясь привлечь внимание к своей компании, также организуют экологические движения. Например, в июле этого года на территории Солдатского пляжа компанией Металлинвест была изготовлена металлическая рыбка для сбора пластиковых бутылок. Директор компании «Жана Домофон» в этом же месяце совместно с «EcoWasteAktau» собрали инициативную группу предпринимателей и провели субботник и «покормили рыбку».

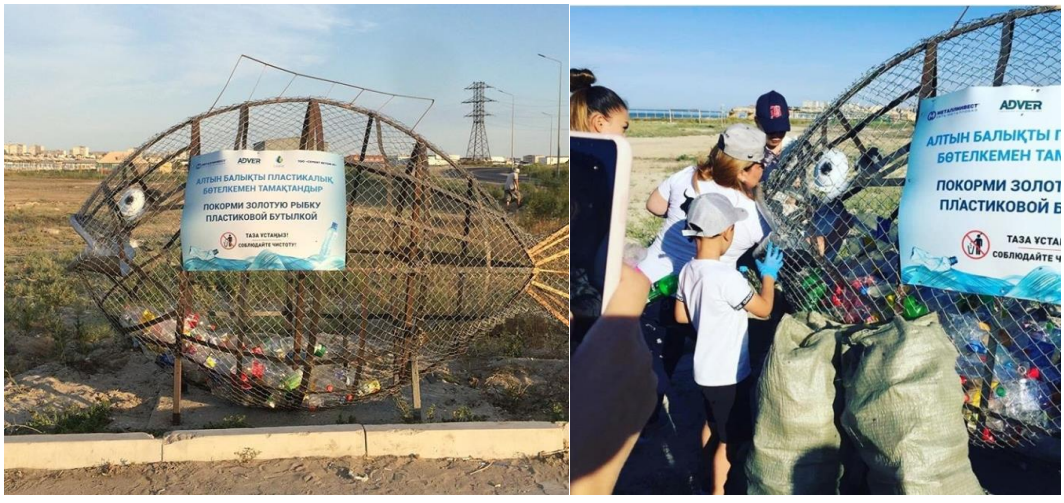


Рис. 4 - Контейнер для сбора пластиковых бутылок на Солдатском пляже (июль 2019 г.)

Но, к сожалению нельзя сказать, что все население страны начало вот так сразу сортировать мусор.

Обучать, как правильно сортировать мусор, нужно со школьной скамьи, и на это может уйти не одно десятилетие. А без этой «привычки» проекты по качественной переработке отходов будут невозможны. Низкий уровень раздельного сбора ТБО приводит к тому, что значительная часть потенциального вторсырья будет непригодна к дальнейшей переработке ввиду невозможности извлечения, повышенной загрязненности, низкого качества.

В заключение отметим, что без применения определённых принципов и механизмов достичь успехов в области рационального управления отходами практически невозможно. К ним относятся: раздельный сбор отходов, помогающий получать ценное вторичное сырье и снизить затраты на транспортировку и переработку; расширенные обязательства производителя, которые предполагают ответственность производителей за продукцию, выпущенную ими в обращение на рынок; «зеленые» закупки, которые позволяют стимулировать спрос на продукцию, полученную с использованием отходов; эффективная система учета и отчетности о деятельности по обращению с отходами, а также очень важна поддержка

государства и эффективное действие единой политики в этой отрасли у мусороперерабатывающих заводов. Необходимо, чтобы сортировочные, перерабатывающие цеха и полигоны были в одних руках: либо целиком у государства, либо у частников. На сегодняшний момент как следует из проведенных исследований полигоны — государственные, а мусоросортировочные и перерабатывающие заводы — частные [5].

В соответствии с Концепцией по переходу Республики Казахстан к "зеленой экономике" [3] для решения проблем с твердыми бытовыми отходами выявлена необходимость реализации следующих мероприятий:

- проведение тщательного аудита по всем большим свалкам ТБО и определение мер по их рекультивации;
- разработка государственной программы по переработке и утилизации ТБО, покрывающей следующие аспекты:
  - ведение раздельного сбора бытовых отходов у потребителя;
  - разработка механизма привлечения инвестиций, например, через государственно-частное партнерство в больших городах и на уровне муниципальных образований в небольших населенных пунктах за счет бюджетных ресурсов для развития отрасли;
  - заключение контрактов на управление бытовыми отходами на конкурентной основе с широким охватом территории;
  - определение мер государственной поддержки для социально уязвимых слоев населения при установлении тарифов на сбор и утилизацию ТБО;
- обновление стандартов переработки и хранения ТБО с использованием новых технологий, таких как анаэробика, компостинг или биогаз;
- создание нормативно-правовой базы для контроля за сбором, транспортировкой, переработкой, утилизацией и хранением ТБО;
- совершенствование сбора, обработки и представления статистической информации для мониторинга достижения целевых показателей в сфере обращения ТБО.

Одно из ключевых задач - это обучение населения и формирование экологической культуры. Необходимо разработать и внедрить образовательные программы о рациональном использовании ресурсов и охране окружающей среды, подготовки кадров, стимулировать распространение культуры бережного отношения к окружающей среде среди населения.

Щвейцария как самая чистая страна в мире.

В конце 70-х Швейцария оказалась в глубоком экологическом кризисе. Большинство водоемов были загрязнены нитратами. Современные кукурузные поля 50 лет назад были насыщенны продуктами распада тяжелых металлов. На территории страны снизилось биологическое разнообразие, стремительно увеличивался объем выработки отходов в

расчете на одного швейцарца. Небольшая территория не позволила решить проблему с захоронением и хранением мусора на полигонах. Поэтому в начале 90-х годов была выработана схема по восстановлению экологического благополучия конфедерации. Обновленное законодательство включает:

- Строительство перерабатывающих заводов;
- Создание системы утилизации отходов;
- Разработка цепочки следования мусора (от бака потребителя до завода);
- Основание мусорной полиции;
- Внедрение системы штрафов за нарушение правил выброса отходов.

На адаптацию граждан ушло 30 лет, сейчас любой водоем является источником чистой питьевой воды. 30 заводов по переработке, 30 предприятий для утилизации и строгое следование новой политике сделали Швейцарию лидером в мире по уровню экологии и переработки мусора. Система сбора мусора включает в себя раздельный выброс:

- стекла;
- пластика;
- бумаги;
- картона;
- био (натуральных) отходов и проч.

Туристам часто приводят пример раздельного сбора с помощью чайного пакетика. Выбрасывая его нужно:

- Этикетку сдать вместе с бумагой;
- Чай — с натуральными отходами;
- Скрепку положить к металлу;
- Оставшееся — к несортируемому мусору.

Отношение к правильной сдаче мусора прививается со школьной скамьи. Улицы постоянно убираются, за загрязнение полагается штраф. В зависимости от тяжести нарушения власти могут взыскать до 2000 франков (600 тыс.тг.). Для формирования подсознания у подрастающего поколения проводятся экскурсии на перерабатывающие заводы. Сортировка используется гражданами, в том числе из-за выгоды, т.к. бесплатно в Швейцарии мусор сдается только в раздельных контейнерах.

Заводы по переработке мусора в Швейцарии дают вторую жизнь 50% отходам государства. Материалы из нескольких категорий на 80% используются повторно, некоторые из них:

- Пластик (перерабатывается до 75%);
- Стекло (вторично используется до 95%);
- Металл;
- Батарейки;

- Машинное масло (в стране запрещено самостоятельно менять масло, это делается на специальных постах);
- Органические отходы;
- Картон и бумага.

Все остальные отходы сжигаются на специальных заводах. На предприятиях используется технология сжигания плазмой. Ее суть заключается в нагревании мусора и доведение его до состояния газа. Полученный дым проходит фильтрацию и становится безопасным для живых существ. После утилизации единственным продуктом сжигания является пепел, который отправляют на предприятия по добыче ценных веществ. Из пепла вырабатывают различные металлы, в основном алюминий. Мусоросжигающие заводы вырабатывают энергию при горении материалов. Переработка мусора в энергию дает тепло жилым домам Цюриха, Берна и других городов [11].

Заключение

В настоящее время Казахстан является страной с уровнем дохода выше среднего и входит в число 50-ти наиболее конкурентоспособных государств мира. Реализация Стратегии развития Казахстана до 2030 года позволила Казахстану завершить первичную модернизацию. Произошел рост масштабов промышленного производства, возросли доходы населения, улучшились некоторые социальные показатели.

В настоящее время перед Казахстаном стоит задача вторичной модернизации - построения наукоемкой экономики, которая связана с ростом вклада знаний и инноваций в экономический рост, увеличением доли услуг и экологизацией экономики. По этим показателям отставание Казахстана от развитых стран составляет около 50 лет. В этой связи достижение цели по вхождению в число 30-ти самых развитых стран мира представляется крайне сложной задачей [2].

В рамках данного исследования мы четко проследили, что Казахстану необходимо преодолеть существующие проблемы с сфере обращения с бытовыми отходами и выйти на качественно новый уровень управления отходами.

Данная тема выбрана не случайно, так как является очень актуальной и требует незамедлительных действий, как со стороны правительства, так и со стороны всех Казахстанцев. На сегодня уже сделаны первые шаги для достижения выбранной для нашей страны цели. Разработаны нормативные документы для повышения качества предоставляемых услуг в сфере обращения с ТБО, увеличения количества собираемых и перерабатываемых вторичных материальных ресурсов, максимального использования энергетического потенциала ТБО, а также минимизации негативного влияние на окружающую среду в результате обращения с ТБО.[4]

Анализируя опыт успешно действующих систем управления бытовыми отходами в странах ЕС, можно сделать вывод, что основными необходимыми принципами для реализации программ обращения с ТБО являются:

1. Настройка эффективного разделения полномочий и обязанностей между уровнями власти и между бизнесом и государством;
2. Создание стимулов у населения и бизнеса на переход к ответственному потреблению;
3. Организация четкой и регулярной системы разделения и сбора бытового мусора. [10]

Список использованной литературы

1. Экологический кодекс РК (Закон РК от 9 января 2007 года № 212-III ЗРК с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2019г.).
2. Концепция по вхождению Казахстана в число 30 самых развитых государств мира (Указ Президента Республики Казахстан от 17 января 2014 года № 732).
3. Концепция по переходу Республики Казахстан к "зеленой экономике" (Указ Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 года № 577).
4. Программа модернизации системы управления ТБО на 2014-2050 годы (Постановление Правительства Республики Казахстан от 9 июня 2014 года № 634).
5. «www.strategy2050.kz». Казахстан-2050. Переработка отходов.
6. www.bnews.kz. «Грязный бизнес»: как в Астане отходы превращают в доходы.
7. www.ru.sputniknews.kz. В Казахстане с 2019 года внедряется раздельный сбор мусора.
8. www.ru.sputniknews.kz. Одежду смогут выпускать из переработанного мусора в Туркестане.
9. www.kursiv.kz. В Туркестанской области запустили производство по переработке пластиковых отходов.
10. «www.eedialog.org» Как устроена система сбора и переработки мусора в ЕС?
11. www. musorish.ru. Как перерабатывают мусор в Швейцарии.
12. www.youtube.com/watch?v=aFeM4C5gxjc (видео о перерабатывающем заводе Швейцарии).
13. www.instagram.com/ecowasteaqtau.

УДК 001.89: 502.656:626.81574)

Андреева В.А. *инженер-химик (Казахстан, Актау)*

Обобщение результатов научных исследований физиологической полноценности питьевой опреснённой воды

Общеизвестно, что водные ресурсы планеты не безграничны, в особенности ресурсы питьевой воды. В связи с меняющимся климатом традиционные источники питьевой воды, в особенности поверхностные, иссякают угрожающими темпами.

Так в короткий период перестало существовать Аральское море.

Отмечено значительное уменьшение стока рек на территории Евразии. Бассейн реки Волга в этом году выглядит удручающим. А ведь часть пресной воды на Мангышлак приходит из дельты Волги, где уровень падает ежегодно.

Наблюдается заметное снижение уровня Каспийского моря. К сожалению, пока нет никаких оснований предполагать, что неблагоприятные климатические изменения сами по себе станут благоприятными в ближайшей перспективе, а реки и водоемы станут полноводными. В связи с этим особую актуальность приобретают вопросы питьевого водоснабжения территорий аридных зон, где отсутствуют природные источники питьевой воды, и в частности Мангыстау.

На повестку дня всё острее становится вопрос, как обеспечить в перспективе питьевой водой регион, где проживает более 400 тысяч человек. Одним из возможных направлений решения задачи является опреснение

морской и слабо-солёных вод. Известно несколько промышленных способов опреснения, зарекомендовавших себя как успешные за последние 50 лет, это термическое опреснение и обратноосмотические технологии. Применяя указанные технологии можно получить дистиллят хорошего качества. Но это продукт физиологически не пригоден для непосредственно потребления в качестве питьевой воды. Из дистиллята необходимо приготовить питьевую воду, а это уже не простая задача, как кажется на первый взгляд. За последние 30-40 лет в результате большого количества научных исследование и экспериментов, как на животных, так и на волонтёрах получены данные, подтверждающие возможность приготовления физиологически приемлемой искусственной питьевой воды из дистиллята.

Стало ясно, что качественная и благотворно влияющая на состояние организма человека питьевая вода, это не просто химическая формула H_2O, а физический и химический многокомпонентный раствор, состоящий из макро- и микроэлементов, в балансирующих пропорциях, оптимальной по содержанию биогенных элементов.

При проектировании станций водоочистки питьевой воды из пресных природных вод задача, в основном, сводится к очистке от механических и некоторых химических примесей и дальнейшему обеззараживанию, но не к коррекции солевого состава исходной питьевой воды до оптимального качества и физиологической полноценности по содержанию основных биологически необходимых макро- и микроэлементов.

Приготовление искусственной питьевой воды требует создание и применения технологий, значительно отличающихся от технологий приготовления питьевой воды из поверхностных и подземных пресных вод.

Выяснилось, что необходимо лимитировать не только верхний, но и нижний предел солесодержания в питьевой воде, хотя на сегодня все мировые стандарты лимитируют только верхние уровни общей минерализации и основных макрокомпонентов – хлоридов, сульфатов, солей жёсткости, натрия. В результате исследований было установлено, что наибольшие изменения в организме человека отмечались при использовании в питьевых целях полностью деминерализованной воды, в связи с чем, применение производственного дистиллята без коррекции его солевого состава недопустимо при организации централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения населённых мест опреснённой водой.

Выяснилось, что биологическое воздействие дистиллята и маломинерализованных вод на организм человека в целом и, особенно на состояние водно-солевого обмена, характеризуется общими закономерностями, проявляющимися в основном в повышенном (вследствие плохого утоления жажды) водопотреблении, увеличении концентрации электролитов в сыворотке крови, изменении баланса воды и перераспределении её объёмов в основных жидкостных секторах организма, повышении выведения из организма солей, в первую очередь осмотических активных ионов натрия, калия, хлора, отдельных изменениях систем гомеостаза, сопряжённых с водно-солевым обменом (количества и единичного объёма эритроцитов, уменьшением гематокритной величины крови, вязкости крови, содержании электролитов в крови, увеличением РОЭ, понижением содержания гемоглобина и цветного показателя крови, повышением гидрофильности тканей, угнетения функционального состояния щитовидной железы и др.). Выявлено отрицательное влияние

дистиллята на паренхиматозные органы, эндокринные железы, желудочно-кишечный тракт, почки, печень, костную ткань. В тоже время насыщение дистиллята солями или неполное опреснение не являются фактором гарантии физиологического соответствия питьевой воды потребностям организма и зависит от многих факторов.

Для искусственной питьевой воды хлоридно-сульфатно-натриевого типа рекомендован диапазон общей минерализации в пределах 200-400 мг/дм^3. В частности, для искусственной питьевой воды, приготавливаемой на МАЭК в г Актау, рекомендован диапазон минерализации в пределах 340-380 мг/дм^3. Это достигается смешением в соответствующих пропорциях дистиллята и минерализованной природной воды подземного источника месторождения Куюлус-Меловое. Превышение минерализации свыше рекомендованного диапазона чревато серьёзными нарушениями функционирования внутренних органов.

Следующий фактор риска - это несоблюдение установленного значения по содержанию кальция в опреснённой питьевой воде. Многолетние исследования позволили сделать вывод о том, что кальций, как и некоторые макроэлементы, имеет оптимальную зону действия ниже и выше, которой проявляется его неблагоприятное действие на организм. Питьевая вода с низким содержанием кальция обладает способностью вымывать его из организма и нарушать фосфорно-кальцевый гомеостаз организма даже при достаточном количестве кальция в пищевом рационе.

Проведённые исследования на подопытных животных и волонтёрах выявили следующие закономерности. Так при потреблении опреснённой питьевой воды с общей минерализацией 400 мг/дм^3 и содержанием кальция значительно меньше 25 мг/дм^3 выявлены нарушения фосфорно-кальцевого обмена и негативное влияние на состояние организма, в частности желудочно-кишечного тракта, печени, почек, состояние костной ткани и

щитовидной железы. Особенно это влияние опасно для детей, так как в этот период идёт активное формирование костной ткани, зубов, мышц и внутренних органов. При недостатке кальция в питьевой опреснённой воде развивается такое заболевание как остеопороз.

В результате биохимических, морфологических, гистохимических и рентгенологических исследований были установлены нижний допустимый предел в 25 мг/дм^3 и оптимальный в диапазоне 50-75 мг/дм^3 содержания кальция в питьевой опреснённой воде. Выдержать установленные нормативы по содержанию кальция не простая задача и требует большого приложения сил для создания технологии обогащения дистиллята солями кальция, так как в дистилляте, как правило, кальций практически отсутствует. На самом деле это многокомпонентная задача. К примеру, в питьевой воде, производимой на МАЭКе в Актау, удаётся довести содержание кальция до 22-28 мг/дм^3.

Следующий фактор риска - это превышение установленного норматива по содержанию бора в питьевой воде. Бор, как известно, относится к биологически активным микроэлементам и содержится в больших количествах в морской и многих высокоминерализованных подземных водах, и поэтому в значительных концентрациях может присутствовать в опреснённой воде. Проведённые научные исследования показали, что бор относится к группе токсичных веществ. Изучение длительного воздействия бора на организм экспериментальных животных показало, что при пероральном поступлении в больших дозах он оказывает политропное действие на организм с преимущественным поражением паренхиматозных органов и гонад, нарушением некоторых сторон углеводного обмена, а также изменением активности некоторых ферментных систем, идентичным «ферментным костеляциям» при гепатите. Было установлено что при поступлении с питьевой водой бор в концентрациях 60, 15, 5, 2,5 мг/дм^3 оказывал наиболее раннее и преимущественное влияние на отдельные стороны состояния углеводного обмена организма: изменялось содержание общего сахара в крови и состояние гликогеногенической функции печени, уменьшалось количество полисахаридов в слизистой желудочно-кишечного тракта и депонированного гликогена в печени, изменялась активность ферментов гликолитической цепи –лактат-дегидрогеназы и амилазы, фруктозо-1,6-дифосфатальдолазы. Концентрация 1мг/дм3 была пороговой, а 0,4 мг/дм^3 недействующей. Морфологические исследования показали отчётливое гонадотоксическое действие бора при концентрациях выше 1,0 мг/дм3, влияющее на функцию воспроизводства, в появлении аномалий развития, плодовитости, уменьшением массы и размеров плода, выраженном недоокостенении скелета, развитие явных уродств и т.д. Влияние бора в питьевой воде также анализировалось и для человека. Были проведены исследования населения в так называемых борных биогеохимических провинциях – в Новосибирской, Омской и Актюбинской

областях (7 населённых пунктов), где влияние было идентичным проведённым лабораторным опытам. В результате исследований и натурных испытаний установлено, что концентрация бора в питьевой воде на уровне 1 мг/дм3 небезразлична для организма и может считаться пороговой. В качестве гигиенического норматива рекомендована концентрация бора в питьевой воде не более 0,5 мг/дм^3.

Следующим фактором риска является пониженное содержание фтора в искусственной питьевой воде. В дистилляте, полученном из морской Каспийской воды, фтор отсутствует. Общеизвестно, что большие и малые концентрации фтора в питьевой воде оказывают неблагоприятное влияние на состояние зубов населения, потребляющих такую воду. Недостаток фтора в рационе людей (менее 0,6 мг/дм^3) вызывает кариес, а избыток (более 2,0 мг/дм3) – флюороз зубов.

Для регионов с жарким климатом концентрация фтора в питьевой воде регламентируется в пределах 0,7-1,5 мг/дм^3. Так в искусственной питьевой воде, производимой на МАЭКе в г. Актау, содержание фтора находится в пределах 0,6-0,7 мг/дм^3. В качестве реагента для обогащения воды фтором используется реагент натрий фтористый.

Ещё фактор риска - игнорирование необходимости биологического кондиционирования опреснённой воды. За редким исключением технологии приготовления питьевой воды из опреснённой, как правило, не учитывает необходимость формирования главного качества воды как продукта питания и среды обитания – её биологической полноценности. Большим экспериментальным материалом подтверждено, что биологическая полноценность воды формируется гидробионтами.

Полноценность и хорошее качество природной воды в значительной степени обусловлены тем, что окислительно-восстановительные (в том числе и свободно-радикальные) реакции в природных водах регулируется метаболитами гидробионтов. Известно, что водоросли выделяют во внешнюю среду антиоксиданты, такие как стерины и жирорастворимые витамины, препятствующие переокислению липидной (наиболее реакционной) фракции РОВ. Эти экзометаболиты водорослей, содержащиеся в нативной морской воде, разрушаются при термической дистилляции. Поэтому значительное количество органического вещества, которое содержится в опресняемой, особенно загрязнённой, морской воде, переходят в дистиллят в окисленной форме. Между тем, продукты переокисления липидов вызывают токсикозы живых организмов. Так в физико-химически приготовленной питьевой воде, но не прошедшей биокондиционирование, 100% дафний погибали за 3 часа.

Риском является и игнорирование необходимости всесторонней оценки мутагенного влияния искусственной питьевой воды. Особенно требуется проведение оценки мутагенной активности химических реагентов, применяемых в процессе подготовки исходной морской воды, дистилляции, приготовлении питьевой воды и её обеззараживании (коагулянты, флокогулянты, антинакипины, фосфаты и др.).

Игнорирование необходимости всесторонней оценки коэффициентов равновесия химических элементов в составе питьевой воды – тоже риск.. Особенно необходимо соблюдать равновесное отношение магния к кальцию и меди к марганцу.

Проведённые научные исследования и последующая практика полностью подтвердили возможность и целесообразность создания крупных городов в аридных зонах с условием применения технологии приготовления искусственной питьевой воды из морской или минерализованной воды

Основные этапы создания технологии физиологически полноценной опресненной питьевой воды в нашем регионе, воплощенные на МАЭК, были следующие:

1. Выбор оптимальных значений минерализации и макро- и микрокомпонентов путем разбавления подземной воды месторождения «Куюлус-Меловое» дистиллятом, что в итоге позволило обеспечить физиологически полноценный солевой состав питьевой воды и содержание биоты.

2. Выбор метода стабилизационной обработки маломинерализованной воды с содержанием кальция менее 20 мг/дм^3, щелочностью от 1,0 до 1,2 ммоль/ дм^3., подбор для выбранного метода реагента из местных дешевых кальций-карбонатных зернистых материалов и организация производства на ЗПД на специальной установке диоксида углерода по ГОСТ 8050-85 «Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия» из сдувочных газов термических опреснителей

3. Выбор метода сорбционной очистки воды для удаления органических веществ, выбор фильтрующего материала. В качестве загрузки используется уголь БАУ по ГОСТ 6217-74 «Уголь активный древесный дробленный».

4. Выбор диапазона содержания фторид иона, как профилактическое мероприятие против заболевания кариесом зубов, выбор фторсодержащего реагента.

5. Выбор реагента для стабилизационной обработки питьевой воды. установление пределов значения водородного показателя с целью снижения коррозионной активности питьевой воды к металлу трубопроводов разводящих сетей города.

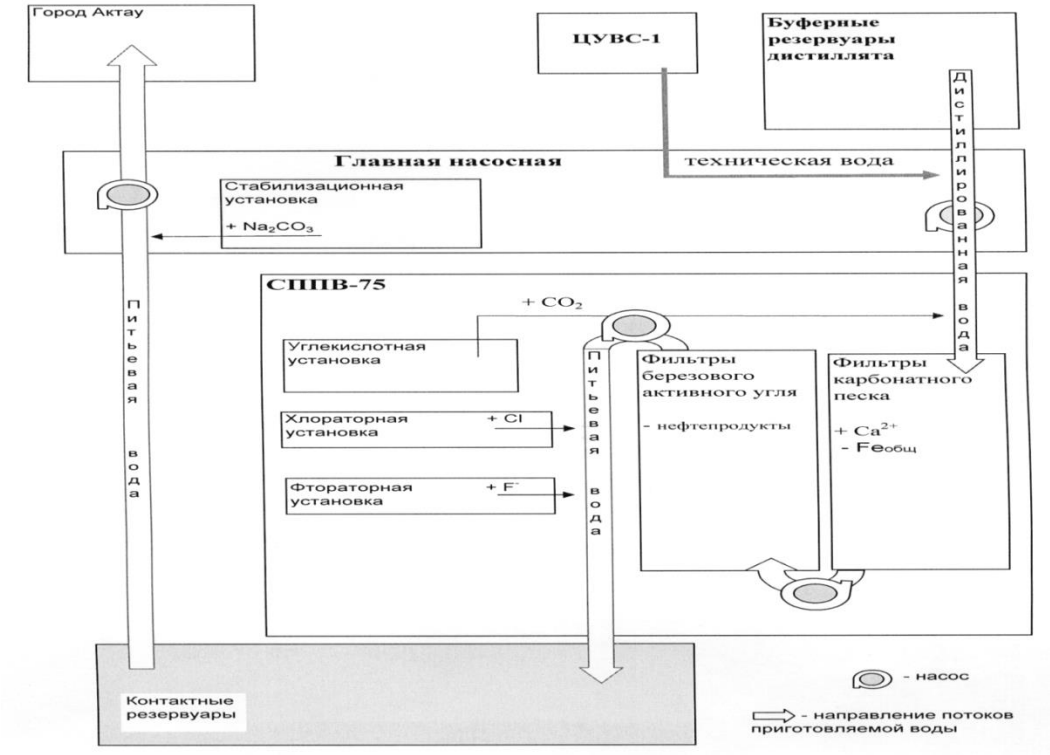
6. Выбор реагента для обеззараживания.

7. Биокондиционирование

1. Для выбора оптимальных значений минерализации и макро- и микрокомпонентов в специализированных институтах были проведены НИР в следующих направлениях:

- оценка функционального состояния почек добровольцев в условиях однократной водной нагрузки (более 150 человек),
- изучение водно-солевого обмена (балансовые исследования) в стационарных условиях и экстремальных условиях (в наиболее жаркий период года),
- изучение электроэнцелографического отражения вкусовых реакций человека на воду с различным содержанием солей,
- исследование степени утоления жажды опресненной питьевой водой в условиях пустыни,

Блок-схема производства питьевой воды



- изучение длительного влияния на организм опресненной питьевой воды в условиях модельного эксперимента на животных.

Самым лучшим оказался вариант разбавления дистиллятом подземной минерализованной воды месторождения «Куюлус-Меловое». Природный источник воды с минерализацией около 3 г/ $дм^3$, находящийся в 35 км от города, имел тот компонентный состав, который позволял создать основу искусственной питьевой воды, в которой с учетом разбавления дистиллятом содержание микроэлементов (бром, бор, фтор, йод и др.) находилось в строго определенных пределах, не вызывающих нарушения нормальной жизнедеятельности организма. Это соотношение составило 5-7 % подземной воды, т.е. минерализация питьевой опресненной воды должна находиться в пределах 300-400 мг/$дм^3$. Научные лабораторные исследования необходимо было подтвердить практическим экспериментом, что было организовано непосредственно в городе.

2. Стабилизационная обработка искусственной питьевой воды имеет несколько значений, а именно:

- удовлетворение потребности организма в ионах кальция (строительный материал),
- улучшение вкусовых качеств воды,
- сохранность внутренней поверхности трубопроводов питьевой воды.

Одним из основных показателей качества воды является ее стабильность.

Стабильной принято считать воду, которая не вызывает коррозии конструкционных материалов, с которыми она соприкасается в системах водоснабжения, и в то же время не загрязняет поверхности карбонатными отложениями.

Известно также, что низкое содержание кальция в питьевой воде оказывает неблагоприятное воздействие на здоровье человека. Исходя из того, что человеческий организм приспосабливается к условиям окружающей среды (в частности, к составу воды, которую он употребляет), оптимальная концентрация кальция должна приближаться к среднему содержанию его в природных водоисточниках пресной воды. Исследования показали, что оптимальным является значение 25-50 мг/дм^3. Многие исследования подтверждают взаимосвязь продолжительности жизни человека и потребление кальция, в частности, растворённого в питьевой воде. Для обогащения воды ионами кальция был необходим кальций карбонатный материал. В результате исследований местных кальций-карбонатных зернистых материалов после предварительных химических и радиологических анализов предпочтение было отдано карбонатному песку карьера-380. Были проведены лабораторные исследования по эффективности растворения карбонатного песка при введении в воду углекислоты, которые показали положительные результаты. Данная технология обогащения кальцием питьевой воды была применена при разработке проекта СППВ (станции приготовления питьевой воды). Обогащение (стабилизация) воды ионами кальция происходит при фильтровании смеси дистиллированной воды и подземной воды снизу вверх в безнапорных фильтрах ФКП, загруженных карбонатным песком, для интенсификации процесса обогащения на вход фильтров подается газообразная углекислота, образующаяся в процессе термического разложения бикарбонатов исходной морской воды, т.е. бросовый продукт.

3. Несмотря на высокую барьерную способность термических испарителей морской воды, незначительная часть легколетучих органических веществ уносится с вторичным паром в процессе испарения, вследствие чего в дистилляте могут присутствовать микроколичества растворенных органических соединений. Включенные в технологическую цепочку открытые безнапорные сорбционные фильтры, загруженные углем БАУ, работают одновременно, как адсорбционные, механические и биологические фильтры. В результате натурных наблюдений состояния загрузки угля БАУ в процессе фильтроцикла (снижение потери напора) наблюдалось появление грязевых конгломератов, склеенных слизистой биомассой, что свидетельствовало об интенсивном развитии биологических

процессов. Это говорит о том, что искусственная питьевая вода уже стала живой.

Периодическая обработка загрузки хлорной водой предотвращает бактериальное загрязнение, но не устраняет биохимических процессов, протекающих в течение фильтроцикла. Т.е. на поверхности АУ развивается биологически активный слой (БАС).

Адсорбированные вещества, способные к биологическому разрушению, используется им как питательный субстрат. БАС в результате своей жизнедеятельности освобождает (регенерирует) поверхность АУ от органических веществ с соответствующим возрастанием биомассы. Очередная обработка АУ хлорной водой устраняет биомассу и далее процесс повторяется.

4. Фторирование

Как говорилось выше вопросу содержания фтора в питьевой воде гигиенистами придается весьма важное значение, так как малые, так и большие концентрации фтора в воде оказывают неблагоприятное влияние на состояние зубов населения, потребляющего воду (недостаток фтора в воде вызывает кариес, избыток фтора в воде – флюороз зубов). Решение проблемы профилактики кариеса зубов начато с июля 1978 года в городе Шевченко (Актау) в связи с высокой распространенностью (до 80-95%) этого заболевания у детей и низким содержанием фтора в опресненной питьевой воде (не более 0,1 мг/дм^3). Первоначальный нормируемый диапазон фторид иона составил 0,49-0,56 мг/дм^3 при ПДК не более 0,7 мг/дм^3 (4-ая климатическая зона).

Этот оптимальный уровень быль взят за основу на период наладки режима фторирования, стабилизации ее работы до первого комплексного изучения противокариесного действия фтора, проведенного в 1980 году. С учетом результатов исследований 1980 - 1982 гг. оптимальный уровень откорректирован до уровня 0,6-0,7 мг/дм^3 при дозировании 0,65±0,05 мг/дм^3.

Стоматологическое обследование детского населения города Шевченко проводилось поэтапно в 1977 г. (до начала фторирования), в 1980, 1982, 1984 и 1985 гг. В целях динамического наблюдения данные о распространенности кариеса зубов и другие необходимые сведения заносились в специальные карты индивидуального стоматологического наблюдения. Всего обследовано более 11000 детей дошкольного и школьного возраста.

В результате исследований установлено, что после 6,5 лет осуществления данного профилактического мероприятия регистрировалось снижения показателя интенсивности поражения кариесом молочных зубов у детей 3 лет на 49,5 %, 4 лет - на 29,5 %, 5 лет – 32 %, стабилизация пораженности кариесом постоянных зубов у детей 5-7 лет (в период 1980-1985 гг.). Поскольку разница между оптимальной дозой для фторирования

воды и дозой, вызывающей флюороз, незначительна, особое значение уделяется точности дозирования фторсодержащего реагента. Важным аргументом в пользу правильно выбранной оптимальной концентрации 0,6-0,7 мг/дм^3 служит то, что при стоматологическом обследовании детей, родившихся в городе Шевченко, не зарегистрировано случаев флюороза, связанных с потреблением фторированной питьевой воды.

Таким образом, проводимое для города Актау фторирование питьевой опресненной воды за довольно короткий срок зарекомендовало себя достаточно эффективным профилактическим мероприятием. В качестве фторсодержащего реагента используется натрий фтористый по ГОСТ 4463-76 «Реактивы. Натрий фтористый. Технические условия».

5. Выбор реагента для стабилизационной обработки питьевой воды, установление пределов значения водородного показателя с целью снижения коррозионной активности питьевой воды к металлу трубопроводов разводящих сетей города.

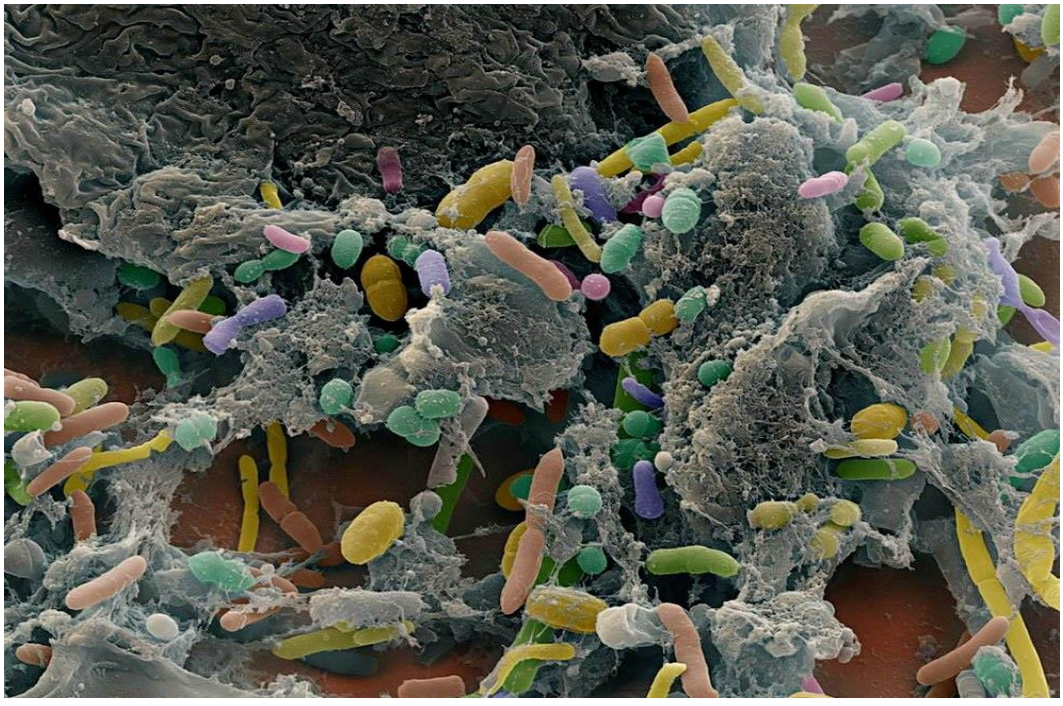
В 1983 году на основании технического решения № 06-02-01/467 от 24.06.1983 г., согласованного с СЭС МСЧ 102 , был установлен диапазон водородного показателя от 8,5 до 9,0 ед. pH, который поддерживался путем микродозировки кальцинированной соды ГОСТ 5100-85 «Сода кальцинированная. Технические условия» (Индекс Ланжелье питьевой воды при этом имеет значение +0,3 - +0,5). Стабильной называется такая вода, которая при контакте с металлическими и бетонными поверхностями в течение длительного времени не изменяет своих свойств.

6. Выбор метода обеззараживания.

Реагентом для обеззараживания питьевой воды был определен и в настоящее время является хлор жидкий по ГОСТ 6718-93. До сих пор обеспечение благоприятной эпидемиологической обстановки по микробиологическим показателям в питьевой воде обеспечивается указанным реагентом, благодаря его пролонгирующему действию, особенно в жаркие летние месяцы.

7. Биокондиционирование (синергетический эффект подземной воды месторождение Куюлус-Меловое)

Технология приготовления питьевой воды из опресненной должна учитывать необходимость формирования главного качества воды как продукта питания и среды обитания - ее биологическую полноценность. Большим экспериментальным материалом подтверждено, что биологическая полноценность воды формируется гидробионтами. Для придания опресненной морской воде биологической полноценности предложен метод ее биокондиционирования.



Биокондиционирование позволяет более точно имитировать природные процессы формирования химического состава пресных вод в водоподготовке искусственной питьевой воды. Действительно, в природе вода испаряется с поверхности океана и выпадает в виде осадков. Этот процесс аналогичен термической дистилляции, за исключением различий в температуре. Затем, маломинерализованные осадки фильтруются через почву, обогащаясь минеральными веществами, т.е. осуществляются те же процессы, что и при фильтрований опресненной воды через активированный уголь и минерализующие материалы. Но в природе на химический состав воды большое влияние оказывают и живые организмы, обитающие в воде и грунте. Воздействие биоты на формирование качества воды в процессе водоподготовки опресненной морской воды является важным звеном биологического кондиционирования. Вода, в которой есть жизнь, и является живительным источником и основой нашей жизни. (Пример с дафниями)

Список использованной литературы

1. Гигиенические аспекты опреснения воды. (Материалы 3-го Всесоюзного совещания 7-8 сентября 1988 г. Под редакцией академика АМН СССР Сидоренко Г.И., и профессора Рахманина Ю.А.). - Шевченко. - 1988.

2. Кондиционирование опресненной дистилляцией воды. Под редакцией академика АН УССР Пилипенко А.Т. - Киев: Наукова Дума. - 1990.

3. Материалы Регионального научно-практического семинара по проблемам воды. Под редакцией д.т.н. Назаренко П.И. – Актау. - 2001 .

4. Монография «Кондиционирование опреснённой дистилляцией воды. Под редакцией академика АН УССР Пилипенко А.Т.- 1990.

5. Материалы III-го всесоюзного совещания «Гигиенические аспекты опреснения воды».

Подписано в печать 26.05.2020 г.
Печать цифровая. Шрифт «Times New Roman»
Формат 70x100 $^{1}/_{16}$ Печ. лист 14.0
Тираж 50. Заказ 009

Типография ТОО «Актау-ЛадаТВ»
130000, г. Актау,
17 мкр. «Дукат», здание 1, офис 1.
тел.: +7 (7292) 50-77-70