

Публичное акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти
(ТатНИПИнефть)



**МИНОДОРА МАКАРОВНА
ИВАНОВА**

Заместитель директора
института по геологии
(1960-1962),
д.г-м.н., профессор

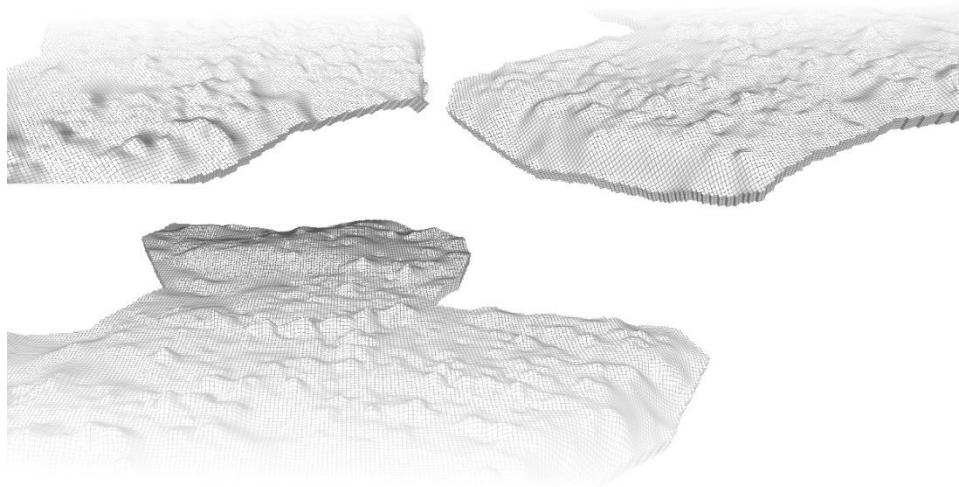


**САГДИЙ АХМАДИЕВИЧ
СУЛТАНОВ**

Заместитель директора
института по геологии
(1963-1983),
д.г-м.н., профессор

**НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ.
ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»,
ПОСВЯЩЕННАЯ ЮБИЛЕЯМ
М.М. ИВАНОВОЙ И С.А. СУЛТАНОВА**

Сборник докладов



Бугульма,
21 октября 2022 г.

УДК 622.276(470.41) + 550.8:553.98

ББК 33.36+26.343

Г36

В данном сборнике представлены доклады о современных исследованиях в области геологии и разработки нефтяных месторождений.

При использовании информации из данного сборника ссылка на него обязательна.

Сборник содержит материалы и данные, защищенные исключительным правом ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина на интеллектуальную собственность, которые не могут быть использованы без согласия правообладателя в соответствии с положениями IV части Гражданского кодекса РФ.

Редакция: В.Г. Базаревская, А.А. Дрягалкина

© Институт «ТатНИПИнефть»

ISBN 978-5-00205-028-4

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
<i>Мухаметшин Р.З.</i>	
Слово о наставнике: к 100-летию лауреата Ленинской премии, про- фессора М.М. Ивановой.....	10
<i>Лозин Е.В.</i>	
Научные идеи профессора М.М. Ивановой – выдающийся творческий вклад в теорию и практику разработки башкирских нефтяных месторо- ждений.....	23
<i>Базаревская В.Г., Валеева Г.С., Дулаева Е.Н., Гордеева В.В.</i>	
Геологоразведка как основной фактор, влияющий на воспроизводство минерально-сырьевой базы.....	40
<i>Лутфуллин А.А., Бачков А.П., Ибрагимов У.В., Базаревская В.Г., Ша- валиев М.А., Сафаров А.Ф., Дрягалкина А.А., Валеев И.И., Вильда- нов Б.Р.</i>	
Геологическая оценка привлекательности внешних активов за пределами Республики Татарстан вероятностным методом с точки зрения обеспеченности запасами.....	52
<i>Енгалыч Л.А., Мухаметшин И.А.</i>	
Применение новых технологий гидроразрыва пласта с целью вовле- чения в активную разработку запасов, находящихся в осложненных условиях.....	61
<i>Бачков А.П., Хабипов Р.М., Базаревская В.Г., Гибадуллина О.Г., Абуса- лимова Р.Р., Иксанова А.Ф., Саптарова М.Ф., Исаева О.А.</i>	
Проблемы изучения отложений карбонатного девонского комплекса методами геофизического исследования скважин на территории Рес- публики Татарстан.....	67
<i>Горшенина С.В., Аглиуллин М.Я., Гредюшко А.А., Лукашов М.В.</i>	
Каротаж в процессе бурения (LWD) в ООО «ТНГ-Групп»: современ- ное состояние и перспективы развития.....	75
<i>Баженов В.В., Абдуллин Р.Н., Савунова О.П., Абдуллина Д.Р.</i>	
Современная технология определения характера насыщенности про- дуктивных коллекторов по комплексу ГИС и ЯФМ в процессе разра- ботки нефтегазовых месторождений.....	88

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

<i>Насибуллин И.С., Халиков А.Р.</i>	
Выбор способа ликвидации заколонной циркуляции по результатам уточняющего ГИС.....	99
<i>Базаревская В.Г., Сафаров А.Ф., Карпова А.М., Попова А.А., Исангулова Р.Х.</i>	
Автоматизация бизнес-процессов маркшейдерских служб.....	101
<i>Базаревская В.Г., Бадуртдинова Н.А., Доронкина И.И., Гришанина О.А., Карпова А.М.</i>	
Верейские «врезовые» объекты как резерв восполнения запасов углеводородов.....	109
<i>Михина Е.С., Трофимова А.И., Лифантьев А.В.</i>	
Трехмерная геологическая модель Елабужского месторождения в рамках выполнения подсчета запасов. Опыт автоматизации процессов подсчета запасов.....	120
<i>Нуриев А.А., Карапов Д.В.</i>	
Определение коэффициентов вдавливания расклинивающего материала для нефтематеринских пород доманикового комплекса и оценка их влияния при составлении дизайна гидравлического разрыва пласта....	127
<i>Жданов Л.М., Агишев Э.Р., Сабирджонова Р.К., Раисов Р.В., Рамаданова Д.А.</i>	
Малоамплитудные ловушки как перспективные объекты для восполнения ресурсной базы углеводородов.....	130
<i>Меркулов О.И., Сизинцев С.В.</i>	
Перспективы нефтегазоносности и основные направления геологоразведочных работ в юго-западной части Прикаспийского и в Арабо-Устюртском регионах.....	135
<i>Денисламов И.З., Имамутдинова А.А.</i>	
Виды концентрации вещества и их значимость в нефтедобыче.....	142
<i>Минихаиров Л.И.</i>	
Оценка применимости ПАВ-полимерного заводнения для залежей на поздней стадии разработки с учетом лабораторных работ и гидродинамического моделирования.....	150
<i>Морозова Е.В., Мухамедьярова А.Н., Губайдуллина А.А., Дуглав Ю.А., Гареев Б.И., Морозов В.П.</i>	
Асфальтены доманиковых отложений Волго-Уральской нефтегазонесной провинции.....	162

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

<i>Гибадуллина О.Г., Базаревская В.Г., Абусалимова Р.Р.</i>	
Проблемы изучения и освоения трудноизвлекаемых запасов углево- дородного сырья в доманиковых отложениях.....	166
<i>Баратов А.Р.</i>	
Закономерности размещения нефтегазоносных территорий в связи со строением глубинных горизонтов земной коры на примере Волго- Уральской нефтегазоносной провинции в границах Республики Та- тарстан.....	173
<i>Баратов А.Р.</i>	
Петрогенетическая модель фундамента Южно-Татарского свода	184
<i>Зарипова А.Ф.</i>	
Влияние состава и качества закачиваемой воды на эффективность разработки глинистых коллекторов.....	194
<i>Морозов В.П., Хаюзкин А.С., Назипов Н.А., Газеева Ф.М., Захарова Н.С.</i>	
Предпосылки поиска улучшенных пород-коллекторов в отложениях доманикового типа на территории Республики Татарстан.....	204

В институте «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина состоялась научно-практическая конференция «Геология и инновации. Проблемы и пути их решения», посвященная 100-летним юбилеям Минодоры Макаровны Ивановой и Сагдия Ахмадиевича Султанова.

Иванова Минодора Макаровна – советский геолог, профессор Московского института нефтехимической и газовой промышленности, профессор Государственной академии нефти и газа, лауреат Ленинской премии за новую систему разработки нефтяных месторождений с внутренконтурным заводнением и ее применение на Ромашкинском месторождении (1962). С 1950 г. Минодора Макаровна трудилась в компании «Бугульманефть». В 1960 г. по настоянию руководства объединения «Татнефть» М.М. Иванова была переведена в ТатНИИ на должность главного геолога – заместителя директора института. В 1960 г. она защитила диссертацию «Анализ разработки Абдрахмановской и Южно-Ромашкинской площадей Ромашкинского месторождения», за которую в 1962 г. получила ученую степень кандидата геолого-минералогических наук.

Султанов Сагдий Ахмадиевич – геолог, лауреат Государственной премии СССР (1983), доктор геолого-минералогических наук (1966), профессор (1969). Сагдий Ахмадиевич с 1957 г. трудился в институте «ТатНИПИнефть» сначала на должности заведующего лабораторией промысловой геологии. После успешной защиты кандидатской и докторской диссертаций с 1958 г. началась научная деятельность Сагдия Ахмадиевича – заведующий лабораторией промысловой геологии ТатНИИ (1958–1962), а затем 20 лет заместитель директора института «ТатНИПИнефть» по научной деятельности в области геологии и разработки (1963–1983). С.А. Султанов руководил осуществлением уникального промышленного эксперимента на Бавлинском месторождении Татарстана, впервые проводимого в мировой практике с целью изучения влияния плотности сетки эксплуатационных скважин на нефтеотдачу пласта.

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

Благодарим всех участников за проявленные внимание и интерес! Дистанционный формат позволил объединить специалистов из разных регионов России. На конференции свои доклады представят сотрудники ТГРУ и КФУ (г. Казань), УГНТУ и РН-БашНИПИнефть (г. Уфа), АО «НВНИИГГ» (г. Саратов), НТУ ООО «ТНГ-Групп» (г. Бугульма). Высокий интерес к конференции (более 30 поступивших заявок) демонстрирует важность и востребованность этого мероприятия.

Цель нашей конференции – обсуждение достигнутых результатов и проблем геолого-разведочных работ и разработки в России и совместный поиск путей их решения.

Будущее нефтяной промышленности России с учетом ее текущего состояния и поставленных целей зависит от быстрого и успешного выполнения геолого-разведочных проектов, которые напрямую способствуют быстрому воспроизводству запасов. Инвестиции в геологоразведку – дорогостоящий процесс, который не приводит к мгновенной прибыли, но при этом является необходимым для долгосрочного развития нефтегазовой отрасли, поскольку геологоразведка закладывает основу для будущей добычи.

В Российской Федерации прирост запасов на протяжении последних лет обеспечивается в основном пересмотром уже имеющихся запасов углеводородов и повышением коэффициента извлечения нефти разрабатываемых месторождений. К примеру, в России в 2021 г. открыто 37 новых месторождений углеводородного сырья, выявленных в основном в Якутии, Ханты-Мансийском автономном округе, Красноярском крае, Иркутской области, Калмыкии, Оренбургской области. Новые месторождения в 2021 г. обеспечили прирост извлекаемых запасов нефти и газового конденсата в объеме 64,6 млн т, что составляет всего 11 % от прироста за год за счет геолого-разведочных работ. Прирост запасов на новых месторождениях газа составил 491,5 млрд м³, и это 32 % от прироста за год за счет геолого-разведочных работ по России.

По выводам экспертов Минприроды РФ, геологоразведка на 95 % финансируется за счет компаний, без увеличения инвестиционной активности в геологоразведку добыча нефти в России уже в среднесрочной перспективе начнет снижаться.

Нефтяной потенциал республики еще достаточно велик. Однако следует отметить, что на современном этапе большинство нефтяных месторождений Татарстана находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой степенью выработанности запасов основных продуктивных горизонтов (80 %) и ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти (87 %), вновь открываемые месторождения малоразмерны и низкодебитны.

Актуальной задачей компании для повышения прироста запасов нефти и газа является поиск новых месторождений на лицензионных участках ПАО «Татнефть» в Российской Федерации, изучение и опоискование залежей нефти с нетрадиционными свойствами (сверхвязкие нефти), а также приуроченных к слабоизученным нетрадиционным коллекторам: доманиковые отложения, карбонатные трещинные коллекторы, слабопроницаемые низкопористые отложения. Также в компании проводятся исследования по возможности поисков металлов и редкоземельных элементов в попутных водах, по поиску структур для возможного создания хранилищ газа и т.д.

Хотелось бы отметить, что несмотря на высокую разведанность, опоискованность и освоенность суммарных потенциальных ресурсов Республики Татарстан, а также негативную обстановку, связанную с пандемией коронавируса в 2020 г. и ограничениями ОПЕК+, эффективность геолого-разведочных работ по ПАО «Татнефть» не снизилась. Эффективность поисково-разведочного бурения за последние 5 лет возросла с 83 до 86 %. «Татнефть» продолжает развивать перспективные направления и новые технологии с целью получения прироста запасов из сложнопостроенных труднооткрываемых залежей с трудноизвлекаемыми запасами, а также открывать новые зарубежные проекты, которые позволяют компании

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

диверсифицировать производство, расширить бизнес, повысить конкурентоспособность и внести свой вклад в рост экономики Республики Татарстан и в целом всей страны. В ПАО «Татнефть» работа по восполнению добычи приростом запасов проводится в соответствии с утверждённой Стратегией. С учётом макроэкономических факторов указанного периода прямой прирост запасов за период с 2018 по 2021 гг. показывает относительную стабильность показателей: прирост запасов составил 116 %, или 123,2 млн т нефти и 6,1 млрд м³ газа.

Надеемся, что нам удалось создать условия для конструктивного диалога и обмена опытом и мнениями между молодыми учеными и что наша конференция в институте «ТатНИПИнефть» не последняя и станет местом для дальнейших интересных и плодотворных встреч. Уверены, что результаты конференции будут полезны участникам и слушателям, а предложенные рекомендации найдут свое применение в дальнейшей практической деятельности каждого из них.

*В.Г. БАЗАРЕВСКАЯ,
заместитель директора по научной работе
в области геологии трудноизвлекаемых запасов
института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина*

**СЛОВО О НАСТАВНИКЕ:
К 100-ЛЕТИЮ ЛАУРЕАТА ЛЕНИНСКОЙ ПРЕМИИ,
ПРОФЕССОРА М.М. ИВАНОВОЙ**

Р.З. Мухаметшин

(Казанский федеральный университет,

Уральский государственный горный университет)

В 80-е годы прошлого столетия мне, сотруднику Казанского комплексного отдела, очень повезло: заведующая кафедрой промысловой геологии нефти и газа МИНХиГП им. И.М. Губкина, профессор М.М. Иванова выбрала меня среди поступавших в аспирантуру. Во многом на мое стремление обучаться в аспирантуре именно при этой кафедре повлияли советы старших коллег из отдела разработки ТатНИПИнефти: Ю.С. Пормана, Р.Б. Хисамова, В.П. Лиходедова. К счастью, и после окончания аспирантуры связь с научным руководителем не прерывалась. Наши встречи после того, как профессор М.М. Иванова ушла с должности заведующей кафедрой и постепенно сократила часовую нагрузку в Губкинском университете, приняли регулярный характер.

Минодора Макаровна Иванова родилась 22 сентября 1922 г. в канун дня памяти святых мучениц Минодоры, Митродоры, Нимфодоры, в честь одной из которых и получила (согласно традициям православия) столь малораспространенное имя и которое она прославила своими деяниями. Деяния ее столь масштабны, что их трудно отразить в коротком сообщении. Можно лишь попытаться их систематизировать в хронологическом порядке и выделить важные этапы жизненного пути выдающегося представителя нефтяной отрасли страны второй половины XX и начала XXI в.

Этап 1. Годы учебы в Московском нефтяном институте (МИИ) им. И.М. Губкина. Они большей частью пришлись на военную пору. М.М. Иванова вместе со многими москвичами принимала участие в

строительстве оборонительных сооружений на подступах к столице, испытала на себе ужасы октябряской 1941 г. эвакуации жителей Москвы (в числе которых и коллектив МНИ), тяготы обустройства студенческой жизни на новом месте в окрестностях железнодорожной станции Черняковка (предместье тогдашней Уфы), горечь потерь ушедших на фронт однокурсников и многое другое. Вспоминая эти годы, на одной из наших встреч Минодора Макаровна столь проникновенно продекламировала стихи Маргариты Агашиной «Письмо американской матери», что слезы на глазах выступили и у исполнителя, и у меня, благодарного слушателя. Этот этап жизни Минодоры Макаровны, тогда еще студентки МНИ, ознаменовался получением первых государственных наград – медалей «За оборону Москвы» и «За доблестный труд в Великой Отечественной войне 1941–1945 гг.».

Этап 2. После окончания института (1946) М.М. Иванова получила направление в трест «Сахалиннефть» и приобрела богатый практический опыт на одном из старейших на о. Сахалин месторождений Охаби. Там она проработала сначала в должности геолога промысла, а через два года стала старшим (по некоторым источникам – главным) геологом. По рассказам Минодоры Макаровны, на рабочих планерках она неоднократно предлагала технические приемы и новшества при ремонте скважин, чем по сути вчерашняя выпускница института очень удивляла начальника промысла. Ее аналитический ум, деловая хватка и работоспособность были замечены на Сахалине и главным геологом ПО «Дальнефть» Н.С. Ерофеевым, под руководством которого, по воспоминаниям моего Учителя и Наставника, в дальнейшем «посчастливилось много работать... в Татарии – 1950–1953 гг., в Москве (в Комитете и Министерстве нефтяной промышленности СССР) – в 1964–1974 гг.» [1, с. 94]. Несмотря на успешный карьерный рост, М.М. Иванова была вынуждена (в силу сложившихся семейных обстоятельств) покинуть Сахалин и переехать на Большую землю.

Этап 3. С 1950 г. дальнейший профессиональный рост Минодоры Макаровны связан с Татарстаном, куда она перебралась по направлению Миннефтепрома СССР. И здесь надо отметить, что повезло и нефтяной промышленности республики заполучить профессионала-аналитика с высоким научным потенциалом, и, разумеется, самой М.М. Ивановой – она оказалась у истоков освоения крупнейшего в Европе Ромашкинского месторождения, гигантская залежь в девонских отложениях которого была открыта всего за пару лет до этого. Смею предположить, что именно без такого тонкого и в то же время дотошного аналитика и опытного производственника процессы освоения и проектирования уникального месторождения происходили бы не столь стремительными темпами, ибо в основу проектных решений по разработке закладываются результаты исследовательских работ, которые служат фундаментом создания адекватной геологической модели.

На Ромашкинском месторождении очень многие основополагающие вопросы проектировщикам из ВНИИ (ныне ВНИИнефть) во главе с заместителем директора института А.П. Крыловым приходилось решать впервые. Изначально главным стал вопрос, как поддерживать пластовое давление в добывающих скважинах после разбуривания объекта эксплуатации. Законтурное заводнение (флудинг), которое нефтяники в это время начали успешно применять при разработке основных залежей Туймазинского, а затем и Бавлинского месторождений, не могло дать положительного эффекта при таких размерах залежи. Как вспоминала М.М. Иванова, «настоящее потрясение в научных кругах вызвало предложение Александра Петровича Крылова о разработке крупной нефтяной залежи в горизонте Д₁ Ромашкинского месторождения Татарии с применением внутриконтурного заводнения. Несмотря на резкое публичное отрицательное отношение к внутриконтурному заводнению ряда крупных ученых-нефтяников, А.П. Крылов с группой коллег из ВНИИ предложил его реализацию путем разрезания залежи рядами нагнетательных скважин на

несколько площадей. В течение трех лет (1952–1954) исследовались варианты с различным расположением разрезающих рядов. ... В итоге была составлена Генеральная схема разработки Ромашкинского месторождения, предусматривающая разрезание залежи на 23 (позже на 21) площади с последующим вводом их в разработку по самостоятельным проектным документам» [2, с. 4].

Несмотря на то, что окончательный вариант этого проектного документа на разработку Ромашкинского месторождения был в 1956 г. утвержден Коллегией Миннефтепрома в соответствии с решением Технического совета, в нем не нашлось ответов «на множество конкретных технологических вопросов: о плотности сеток скважин, начале нагнетания воды, объемах закачки, давлении нагнетания, целесообразных значениях пластового давления, возможном снижении давления на забоях добывающих скважин, способах их эксплуатации, возможных отборах из горизонта воды, поступающей в скважины вместе с нефтью» [2, с. 4]. Продолжали оставаться дискуссионными и такие вопросы, как: разбуривать ли эксплуатационные площади сразу по проектной сетке скважин или оставлять неразбуренными центральные их части, при какой обводненности отключать из разработки первые ряды добывающих скважин, проводить ли перенос нагнетания в обводнившиеся скважины и т.д. [3]. Ответы на все эти вопросы предстояло получать уже в процессе внедрения метода внутренконтурного заводнения.

Необходимо также отметить, что в эти годы, по воспоминаниям В.И. Грайфера, М.М. Ивановой и др., сложился уникальный по опыту и интеллектуальному потенциалу коллектив единомышленников, среди которых были и такие профессионалы, как Р.Ш. Мингареев, В.А. Бегишев, Н.С. Ерофеев, В.А. Еронин, Б.С. Свищев. Это способствовало тому, что за короткий период после принятия I Генсхемы разработки Ромашкинского месторождения удалось определить ее слабые места и совместно с учеными ВНИИ выполнить первые шаги по направлению совершенствования системы

разработки с учетом особенностей геологического строения продуктивной толщи на разбуренных согласно проектному документу эксплуатационных площадях [4]. К этому времени, как известно, были введены в разработку три центральные площади: Миннибаевская, Абдрахмановская и Павловская (1952–1954), каждая из которых разбурена тремя эксплуатационными и одним нагнетательным кольцевыми рядами, а в следующие два года еще четыре, прилегающие к первым. Как указывают авторы [4], причина «выявленных недостатков в основном кроется в сложности строения продуктивного горизонта. Эта сложность не могла быть установлена редкой сеткой разведочных скважин, на основании которых составлялись проекты разработки, и выявились только в процессе разбуривания площадей эксплуатационными и нагнетательными скважинами» [4, с. 36]. С учетом этой сложности признано, что «расстояния между нагнетательными и эксплуатационными кольцевыми рядами приняты слишком большими». Убедительно показано, что: 1) внутренние эксплуатационные ряды не реагируют на закачку воды и в результате «или переведены на механизированную добычу, или простояивают»; 2) частое выклинивание пластов *а*, *б*, *в* и *д* в разрезах нагнетательных скважин приводит к тому, что вода закачивается в различные пласты горизонта *Д₁*.

В следующем обобщении опыта разработки [5] делается определенный вывод о том, «что применяемая на Ромашкинском месторождении система внутренконтурного заводнения является экономически высокоэффективной», «обладает необходимой гибкостью и располагает достаточными средствами для обеспечения максимального использования недр в условиях чрезвычайной неоднородности продуктивного горизонта», но особое внимание обращается на внедрение «строгой системы контроля за разработкой месторождения» путем непосредственного наблюдения за перемещением ВНК и контуров нефтеносности ввиду неравномерности заводнения продуктивных пластов. Все это наряду с прочими результатами исследований легло в основу

кандидатской диссертации «Анализ разработки Абдрахмановской и Южно-Ромашкинской площадей Ромашкинского месторождения» (1961), которую Минодора Макаровна подготовила под руководством члена-корреспондента АН СССР А.П. Крылова.

Последние два года на татарстанской земле (1960–1962) М.М. Иванова проработала в должности главного геолога – заместителя директора ТатНИИ. Несмотря на короткий период, она смогла заложить основы научной школы со специализацией, в первую очередь, в области разработки месторождений нефти. Кроме обобщения опыта разработки девонских залежей Ромашкинского и Бавлинского месторождений, составления проектов разработки отдельных эксплуатационных площадей Ромашкинского, а также Ново-Елховского и других месторождений, научные исследования в отделе разработки были нацелены на изучение закономерностей перемещения ВНК и контуров нефтеносности на Ромашкинском месторождении, контроль за обводнением продуктивных пластов в процессе разработки [6, 7]. Как активный участник разработки и внедрения Генеральной схемы разработки Ромашкинского месторождения М.М. Иванова вместе с учеными ВНИИ и ведущими специалистами «Татнефти» в 1962 г. была удостоена Ленинской премии «За новую систему разработки нефтяных месторождений с применением внутренконтурного заводнения и ее осуществление на крупнейшем в СССР Ромашкинском месторождении».

Этап 4. В 1962 г. Минодору Макаровну переводят в Москву на должность главного специалиста Комиссии по разработке нефтяных месторождений при Совете Министров СССР, переданной далее в Госплан СССР. Затем в апреле 1963 г. Государственным комитетом по топливной промышленности Госплана СССР создается Центральная комиссия по разработке нефтяных и газовых месторождений (ЦКР) во главе с выдающимся нефтяником страны С.А. Оруджевым, а ее ученым секретарем назначается М.М. Иванова. С воссозданием в 1965 г. Министерства нефтяной

промышленности СССР Комиссия вошла в состав Миннефтепрома СССР, в котором председатель ЦКР Сабит Атаевич Оруджев занимает пост первого заместителя министра, а Минодора Макаровна становится заместителем начальника Главного геологического управления по разработке нефтяных месторождений.

Центральная комиссия с самого начала работы практиковала три основные формы работы:

- обсуждение на заседаниях проектных и контролирующих документов по разработке (технологические схемы, проекты, анализы разработки, уточнения к этим документам);
- выездные заседания комиссии в полном составе или группами ее членов в нефтяные районы для рассмотрения проектных документов по наиболее важным для отрасли месторождениям или устранения возникающих трудностей в разработке;
- периодическое проведение расширенных всесоюзных совещаний по важнейшим вопросам разработки месторождений с участием наиболее авторитетных специалистов столичных и территориальных научно-исследовательских организаций.

С 1963 по 1974 г. цикл всесоюзных совещаний был ориентирован на принципиальные вопросы разработки нефтяных месторождений: мероприятия в ее начальные стадии [2, с. 83].

По единодушному мнению членов ЦКР и ее ученого секретаря, «организуя различные формы работы Комиссии, С.А. Оруджев фактически создал на ее базе научно-практическую школу для специалистов нефтяной промышленности СССР». Коллективные доклады руководства на совещаниях готовились при деятельном участии М.М. Ивановой, да и сама она нередко выступала с докладами на актуальные для нефтяной отрасли темы. В их основу закладывались результаты анализа фактических промысловых данных, полученных с разных месторождений (эксплуатационных объектов).

Поначалу, когда «в разработке находились в основном высокопродуктивные месторождения с выделенными крупными объектами разработки, разбуренными по редкой сетке скважин (до 64–49 га/скв.)», на основе обсуждения фактических данных сформировалось мнение, что реализуемые элементы систем разработки оптимальны». По мере выработки запасов на месторождениях «явным становился вывод о необходимости выделения в эксплуатационные объекты пластов с близкой проницаемостью и бурения скважин по более плотным сеткам. При этом не было однозначного ответа на вопрос: когда размещать скважины по уплотненной сетке – с начала разработки, перед ожидаемым падением добычи или поэтапно? ... Очевидной стала необходимость проведения на поздней стадии разработки мероприятий по увеличению добычи нефти и замедлению темпов обводнения продукции» [2, с. 5]. Разумеется, на нефтяных месторождениях с разной геолого-физической характеристикой объектов эксплуатации подходы к проведению тех или иных геолого-технических мероприятий должны были быть различными, в том числе и в зависимости от стадии разработки. Ответы на возникающие вопросы могли быть получены на основе обобщения геолого-промышленных данных на залежах с различной системой разработки. Для этого М.М. Ивановой выполнены анализ динамики показателей и обзор условий разработки по месторождениям Советского Союза, что нашло отражение в серии статей [8–10]. Это позволило обосновать и охарактеризовать не только выделенные четыре стадии разработки, но и обозначить их границы, которыми до сих пор руководствуются специалисты отрасли.

Что касается подготовки проектных материалов и протоколов, то особая роль отводилась ученому секретарю ЦКР, от которого во многом зависело создание деловой атмосферы при обсуждении наиболее острых вопросов проектирования и внедрения систем разработки. Как отмечал член ЦКР И.П. Васильев, в этот 12-летний период «наиболее ярко проявились ее замечательные качества: высокий профессионализм, удивительная

работоспособность, умение за короткое время «докопаться» до сути проектного документа. ...И в то же время ей приходилось находиться в постоянном напряжении: в сжатые сроки надо было разобраться с основными проектными решениями, отшлифовать протокол ЦКР» [1, с. 218]. Отстаивая принципиальные позиции в вопросах работы Комиссии и в вопросах экспертизы проектной документации, М.М. Иванова четко аргументировала свои предложения и оценки. К ее мнению прислушивались и руководители отрасли. Недаром такой известный ученый и производственник, как профессор В.Е. Гавура, почти 10 лет проработавший на посту ученого секретаря ЦКР после Минодоры Макаровны и считавший ее своим учителем, говорил, что главной задачей для него было «не снизить заданный М.М. Ивановой уровень подготовки заседаний ЦКР» [1]. Таким образом, деятельность Минодоры Макаровны в Комиссии (когда она оставалась ее активным членом) является одной из ярчайших страниц 50-летней истории ЦКР.

Академик АН РТ и РАЕН Р.Х. Муслимов по этому поводу очень образно отметил: «Здесь осуществлялась связь между наукой и производством, а также связь науки и производства с различными звеньями госаппарата. Сегодня трудно себе представить, что было бы с отраслью, если бы не было этой постоянной по каждому месторождению связи. Наука делала бы свои проекты на идеализированных, сформированных в головах ученых моделях залежей, весьма далеких от реальных месторождений, по методам и формулам, как в кривом зеркале, описывающим процессы вытеснения нефти из реальных пластов» [11, с. 4].

В период работы в качестве ученого секретаря ЦКР М.М. Иванова активно занималась научно-методической работой, в том числе и обобщением богатого опыта разработки отечественных нефтяных месторождений. Выполненные исследования стали основой докторской диссертации «Динамика отбора нефти и жидкости из залежей при вытеснении нефти водой

(по данным опыта разработки нефтяных месторождений)», которую она блестяще защитила в 1972 г. Диссертационные материалы послужили исходной базой монографии [12], а ее автор удостоен звания лауреата премии им. акад. И.М. Губкина (1977).

Этап 5. В 1974 г. М.М. Иванова переходит на преподавательскую работу в МИНХиГП им. Губкина, где на протяжении 17 лет возглавляет кафедру промысловой геологии нефти и газа. С этого времени ее «работа в ЦКР – это лишь часть многогранной деятельности». Она вспоминала: «Педагогическая работа захватила меня. В печатной деятельности я переключилась на учебно-методическую литературу, так как уровень учебников на рубеже 70–80-х гг. существенно отставал от достижений науки и практики нефтедобычи» [3]. К этому следует добавить, что наставничество было у нее, что называется, в крови. Еще в 50-е годы молодые специалисты НПУ «Бугульманефть» почувствовали заботу главного геолога М.М. Ивановой об их профессиональном росте: не было ни одного производственного совещания в «Татнефти» или защиты проектного документа в ТатНИИ, на которых они бы не присутствовали.

Усилия нового заведующего кафедрой были направлены на обновление профессорско-преподавательского состава, преобразование производственных практик и многое другое. В итоге кафедра стала базовой среди вузов нефтяного профиля страны. Этому способствовало целенаправленное проведение научных семинаров с участием представителей родственных кафедр нефтяных вузов. По словам Минодоры Макаровны, это преследовало цель упорядочить терминологию в области промысловой геологии. И это ей блестяще удалось: рабочей группой из представителей ряда кафедр под руководством и под редакцией М.М. Ивановой был создан и в 1983 г. опубликован терминологический справочник «Нефтепромысловая геология» [13]. Авторы справочника удостоены званий лауреатов премии

им. акад. И.М. Губкина (1987). Позднее он был переиздан, а затем выходил в свет под авторством уже другого коллектива специалистов.

Зная слабые места проектировщиков разработки месторождений нефти, М.М Иванова вновь обратилась к вопросу методологии детальной корреляции при выделении и индексации продуктивных пластов. Вместе с профессором Э.М. Халимовым они отметили: «Для решения всех вопросов разработки эксплуатационных объектов необходимо тщательное изучение геологической неоднородности продуктивных пластов. При контроле за разработкой месторождений первостепенную важность приобретает изучение степени охвата пластов процессом разработки, путей перемещения вытесняющего агента в пластах, распределения остаточных запасов нефти в пластах на каждом новом этапе разработки объекта.

Прежде всего необходимы обобщение и анализ современных представлений о методах детальной корреляции продуктивных пластов, поскольку она лежит в основе всех геологических построений, освещдающих строение нефтяных и газовых залежей» [14, с. 3].

Минодорой Макаровной Ивановой совместно с профессорами Л.Ф. Дементьевым и И.П. Чоловским в 1985 г. подготовлен учебник «Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа» [15], выдержавший переиздания, не потерявший актуальности и в наши дни и являющийся настольной книгой для преподавателей соответствующих специальностей.

Она на протяжении десятков лет продолжает оставаться активнейшим членом ЦКР. К концу 80-х гг. на рассмотрение экспертов в Комиссию поступает все больше проектных документов с трудноизвлекаемыми запасами нефти, поэтому для изучения таких объектов Минодора Макаровна привлекает специалистов из сторонних организаций. Материалы подобных исследований, несомненно, служат методическим пособием для студентов, аспирантов и специалистов-производственников [16].

Профессор М.М. Иванова до весьма преклонных лет продолжала свою научно-методическую деятельность во благо будущих поколений. В 2008 г. из-под ее пера выходит монография, представляющая собой обобщение опыта освоения отечественных месторождений нефти [17]. Много усилий ею приложено к подготовке совместного со специалистами Комиссии доклада на открытии расширенного заседания ЦКР Роснедра в том же 2008 г., посвященного методам повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии. В опубликованном виде доклада [18] чувствуется рука Минодоры Макаровны – здесь и четкое изложение видения проблемы, и железная логика, и разъяснение терминологических особенностей.

Конечно, такие гиганты мысли, как профессор М.М. Иванова – не частое явление в среде преданных делу жизни специалистов. Сейчас приходится только сожалеть, что ее нет с нами в такое смутное время. Мы отдаем дань уважения светлому образу великой труженицы, так много сделавшей для процветания страны.

Список литературы

1. Центральная комиссия по разработке месторождений углеводородного сырья. 50 лет. – М. : НИИЦ «Недра-XXI», 2013. – 336 с.
2. Иванова М.М. ЦКР: история и достижения // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 4–6.
3. Блинов А.Ф. Работа ЦКР через призму проектов разработки Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 8–10.
4. О состоянии разработки Ромашкинского месторождения нефти / Ф.А. Бегишев, М.М. Иванова, Р.Ш. Мамлеев, Б.С. Свищев // Нефтяное хозяйство. – 1958. – № 9. – С. 32–39.

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

5. Еронин В.А., Иванова М.М., Чоловский И.П. Опыт разработки Ромашкинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. – 1961. – № 10. – С. 48–56.
6. Контроль за обводнением горизонта D_1 в процессе разработки Ромашкинского месторождения / М.М. Иванова, Б.М. Орлинский, И.П. Чоловский [и др.] // Вопросы геологии, разработки, бурения скважин и добычи нефти : тр. / ТатНИИ. – Бугульма, 1962. – Вып. 4. – С. 87–97.
7. Особенности перемещения ВНК и контуров нефтеносности на Ромашкинском нефтяном месторождении / М.М. Иванова, И.П. Чоловский, Н.П. Кинзикеева, Р.Б. Хисамов // Вопросы геологии, разработки, бурения скважин и добычи нефти : тр. / ТатНИИ. – Бугульма, 1962. – Вып. 4. – С. 98–101.
8. Иванова М.М. О некоторых закономерностях в динамике добычи нефти по объектам разработки // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 10. – С. 18–22.
9. Иванова М.М. Обзор условий разработки отечественных нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1970. – № 4. – С. 63–69.
10. Иванова М.М. О динамике отбора жидкости при разработке нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 3. – С. 63–68.
11. Муслимов Р.Х. Без возрожденной и современной ЦКР невозможно поступательное развитие нефтяной и газовой отраслей России // Георесурсы. – 2013. – № 2 (52). – С. 3–10.
12. Иванова М.М. Динамика добычи нефти. – М. : Недра, 1976. – 247 с.
13. Нефтегазопромысловая геология : терминологический справочник / под ред. М.М. Ивановой. – М. : Недра, 1983. – 262 с.
14. Халимов Э.М., Иванова М.М. Детальная корреляция продуктивных пластов и ее значение при разработке месторождений нефти и газа // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1980. – № 1. – С. 3–6.

15. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа : учебник для вузов. – М. : Недра, 1985. – 422 с.
16. Особенности разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (на примере Талинского месторождения) / М.М. Иванова, В.А. Григорьева, В.Д. Лысенко [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 1996. – 72 с.
17. Иванова М.М. Краткий обзор начального освоения нефтяных недр страны. – М. : НП НАЭН, 2008. – 108 с.
18. Совершенствование разработки нефтяных месторождений в завершающей стадии / Н.Н. Лисовский, М.М. Иванова, В.Ф. Базив, В.М. Малюгин // Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии : материалы расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция), 4-5 декабря 2007 г. – М. : НП НАЭН, 2008. – С. 15–19.

**НАУЧНЫЕ ИДЕИ ПРОФЕССОРА М.М.ИВАНОВОЙ –
ВЫДАЮЩИЙСЯ ТВОРЧЕСКИЙ ВКЛАД В ТЕОРИЮ И ПРАКТИКУ
РАЗРАБОТКИ БАШКИРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Е.В. Лозин, д. г.-м. н.
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Профессор, доктор геолого-минералогических наук, лауреат Ленинской премии Минодора Макаровна Иванова (1922–2014) оставила заслуженный глубокий след в истории союзного Министерства нефтяной промышленности и Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений (ЦКР). После окончания Московского нефтяного института в 1946 г. она трудилась на Сахалине, а затем в Татарии, где в течение 1954–1960 гг. работала главным геологом ПНУ «Лениногорскнефть», а в 1960–1962 гг. – заместителем

директора по науке Татарского нефтяного научно-исследовательского института. С 1962 г. её производственная и научная деятельность связана с Госкомитетом по науке в нефтяной промышленности и Миннефтепромом. Она была учёным секретарём ЦКР с момента её создания – с 1963 г. (позже экспертом) – и по существу являлась мозговым центром Комиссии. Через её руки проходили все протоколы ЦКР, её перу принадлежали многие аналитические записи в Главном геологическом Управлении Миннефтепрома. Она выполняла масштабную работу, связанную с подготовкой и редактированием протоколов многочисленных совещаний в указанном Управлении. То же относится к протоколам всесоюзных (позже российских) совещаний по разработке месторождений нефти и газа и оперативному обобщению проблем и результатов реальной разработки. В её светлой голове перебывало немало творческих планов. Главный из них – обобщение научных основ и опыта рациональной разработки месторождений по регионам. В 1993 г. М.М. Иванова перешла на работу в МИНХиГП – профессором кафедры промысловой геологии. Благодаря двигательной силе её творческих изысканий башкирские учёные-разработчики внесли свой посильный вклад в нефтяную науку и практику.

Ввод первенца научно организованной системы разработки девонского Туймазинского нефтяного месторождения в 40–50-е гг. прошлого столетия был осуществлен с помощью оригинальных и новых для своего времени технологических решений: сравнительно редкая сетка скважин, законтурное и далее внутриконтурное заводнение, раздельная эксплуатация основных девонских объектов. При полном отсутствии отечественного опыта и теоретических изысканий в короткий срок были найдены решения многих проблем, которые явились крупным вкладом в науку.

Для активизации выработки запасов нефти уникальные залежи горизонтов ДI и ДII рядами внутриконтурного заводнения были разрезаны на более мелкие блоки (рис. 1). Обеспечивалась стабильная гидродинамика

пластовых систем, но и она не уберегла от перетоков между указанными объектами. Выполнялся огромный объем промысловых и гидродинамических исследований, позволивших взять под контроль выявленные перетоки и непрерывно совершенствовать разработку, обеспечивая оптимальную добычу нефти. В УфНИИ оперативно сконструировали и начали выпуск глубинных приборов для исследования скважин и пластов. Созданы оригинальные установки для исследования керна и пластовых флюидов, методики указанных исследований. С их помощью получены первые данные о неравномерности продвижения контуров нефтеносности (фрона вытеснения), о перетоках из одного объекта в другой, о темпах обводнения. Подтверждена некатастрофичность указанных процессов и выявлены пути управления ими. Получены данные о рациональных расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами с учетом геологической неоднородности.

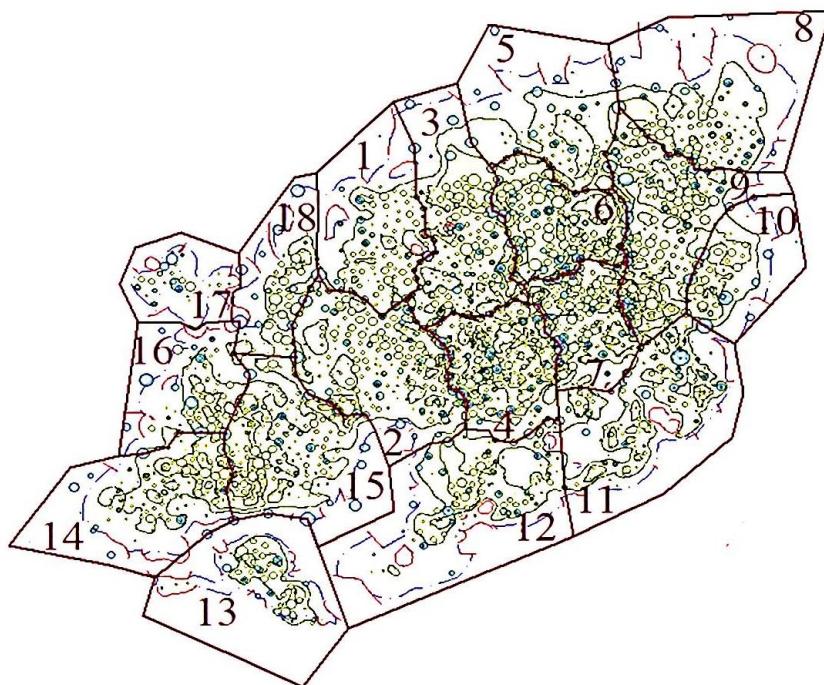


Рисунок 1 – Карта разработки девона
Туймазинского нефтяного месторождения

Изысканы и внедрены многие технические решения: о предотвращении парафино- и солеотложений, преждевременного обводнения скважин; о

технологиях обработки призабойной зоны, организации сбора, подготовки и транспорта нефти, об упрощении устьевого оборудования скважин и др. Эти решения служили надежным ориентиром при освоении других нефтяных месторождений. Нашли развитие методики расчета конечной нефтеотдачи (КИН). Туймазинское месторождение заслужило авторитет академии нефтяной промышленности. К числу учёных, способствовавших развитию научных идей его разработки, относится и М.М. Иванова, которая в должности главного геолога «Лениногорскнефти» на соседнем Ромашкинском супергигантском месторождении принимала активное участие в разработке и внедрении новой системы разработки с внутриконтурным заводнением, что получило высокую оценку в виде присуждения ей Ленинской премии в составе творческого коллектива.

Профессору М.М. Ивановой принадлежит приоритет выделения стадий разработки нефтяных месторождений [1, 2]. В основу этой классификации положена динамика добычи нефти в процессе разработки нефтяной залежи. Зарубежные авторы в общем судят о средней динамике добычи нефти, представляя её в форме «колокола». Первая стадия, по М.М. Ивановой, соответствует начальному этапу освоения месторождения (залежи), когда происходит неуклонный рост текущей добычи нефти за счёт массового разбуривания и освоения системы разработки, в том числе с заводнением. Вторая стадия отличается максимальной стабильной текущей добычей нефти, обеспечиваемой возможностями созданной системы разработки. За первыми I и II стадиями следует III стадия – стадия падения текущей добычи нефти. Она получила название поздней стадии разработки. В этой стадии происходят геологические и технологические процессы, которые потребовали научного изучения, особенно после довольно болезненного перехода в эту стадию крупных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области. Изучался целый ряд проблем, оказавшихся малоисследованными или не

исследованными вовсе. Выделялась и заключительная, IV стадия, в которую для основной тогда Волго-Уральской провинции ещё предстояло вступить.

Динамика добычи нефти на Туймазинском месторождении продемонстрировала приведенную классификацию (рис. 2). Здесь в интенсивную разработку долго не вовлекалась сводовая область. Текущая добыча нефти наращивалась постепенно – по схеме активизации выработки от периферии к центру. Но после того как приступили к активной разработке сводовой части, последовала III стадия разработки. Она отличалась интенсивным темпом падения текущей добычи нефти, несмотря на продолжавшийся рост отбора жидкости и стабилизацию фонда добывающих и нагнетательных скважин. Эти естественно предпринимаемые меры по существу не влияли на снижение указанного темпа, т.к. обводнённость достигла критически высоких значений (более 90 %).

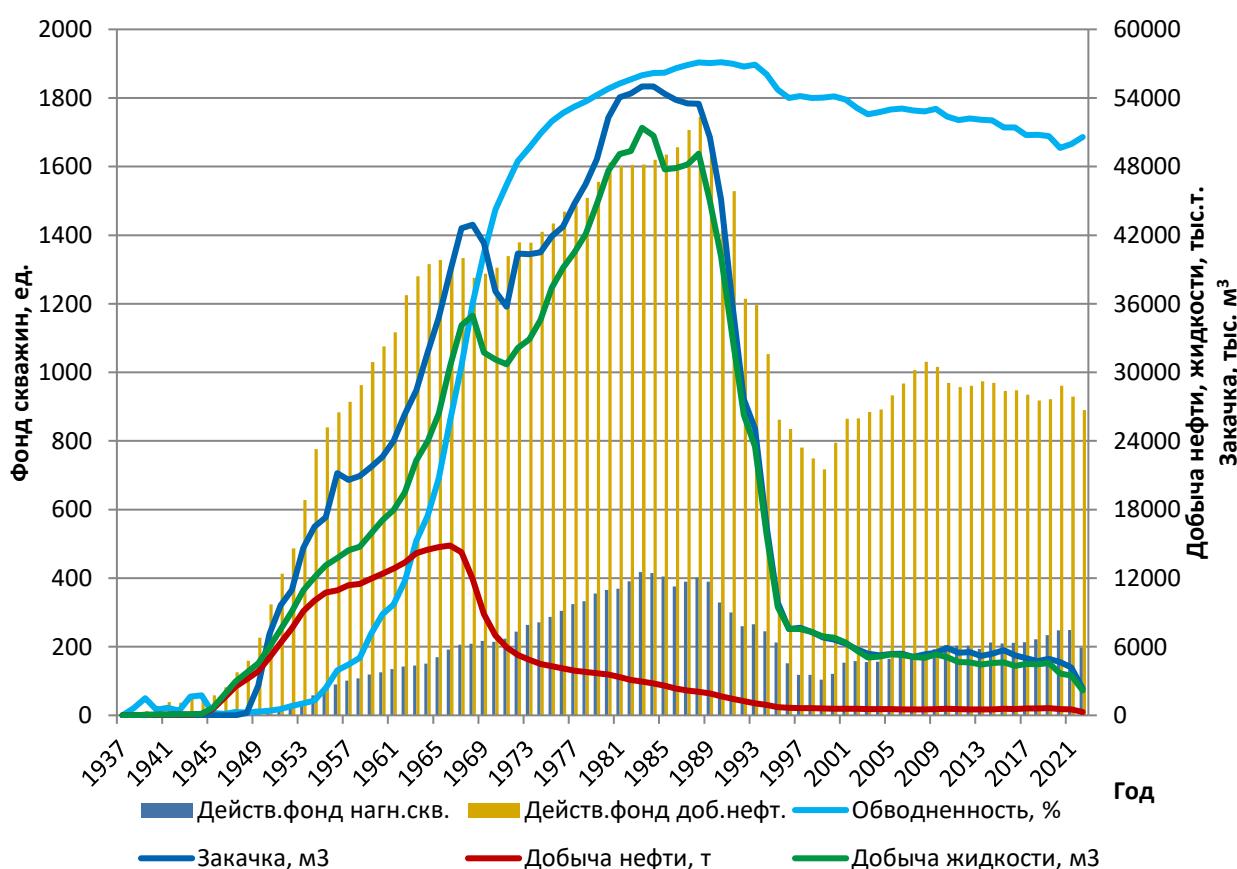


Рисунок 2 – График разработки Туймазинского нефтяного месторождения

Следующим поучительным примером явилась динамика добычи нефти и основных показателей разработки на крупном девонском Шкаповском месторождении. В его геологическом строении принимают участие две масштабные залежи: нижняя – пласт ДIV с маловязкой нефтью ($\mu = 0,93 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) – и более крупная верхняя – пласт ДI, насыщенный нефтью вязкостью $4,15 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Месторождение введено в разработку в 1955 г., на 11 лет позже соседнего Туймазинского. Уже в 1961 г. текущая добыча нефти из пласта ДIV стала падать, т.е. его разработка вступила в III стадию (рис. 3). Динамика добычи оказалась «пикообразной» – без II стадии.

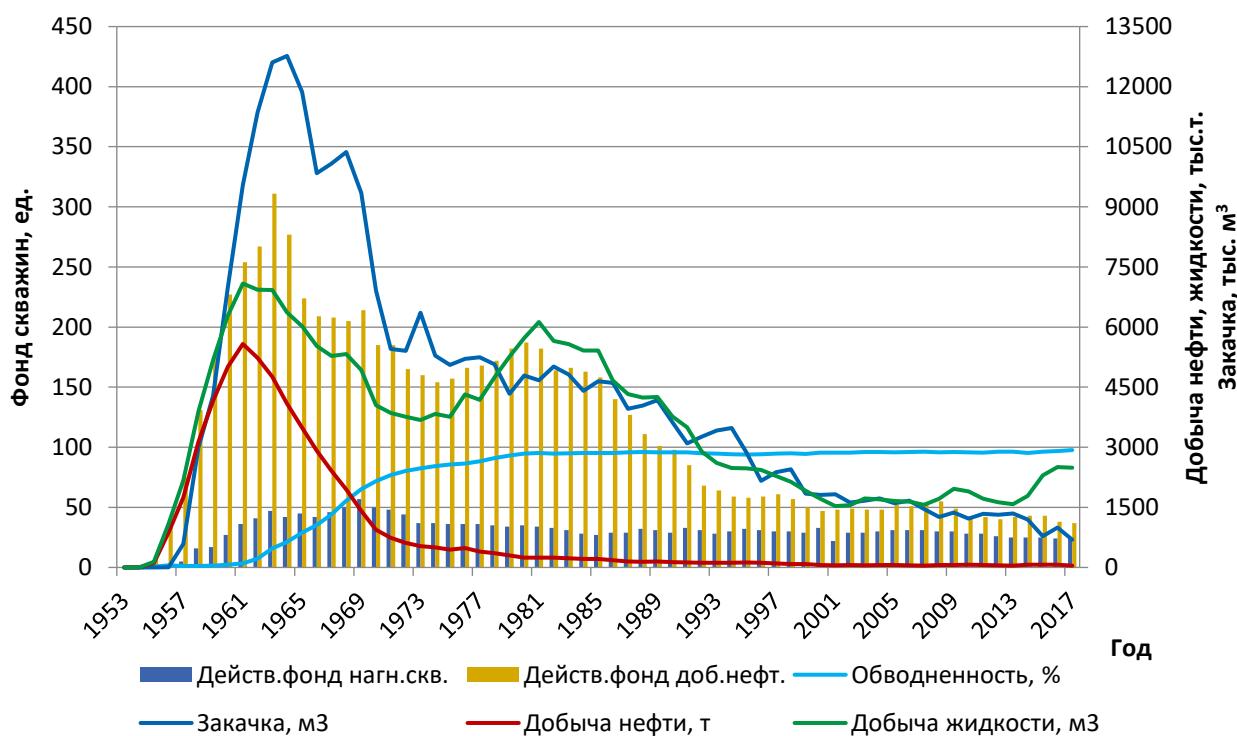


Рисунок 3 – Динамика показателей разработки пласта ДIV
Шкаповского месторождения

Протокол № 1 ЦКР был посвящён обсуждению проекта разработки Шкаповского нефтяного месторождения. Время в стране тогда характеризовалось административно-хозяйственной реорганизацией, упразднением совнархозов, воссозданием союзных министерств, в том числе

и Миннефтепрома. ЦКР под руководством первого заместителя министра С.А. Оруджева поначалу не утвердила проект по следующим причинам:

- в основе проекта были запасы нефти, утверждённые в 1956 г. и подлежащие пересмотру в связи с разбуриванием месторождения;
- в проекте отсутствовал анализ фактического состояния нефтеотдачи промытых участков пластов и не сформулированы рекомендации по достижению КИН 0,611 по пласту ДІ и 0,656 по пласту ДІV;
- проект составлен в 1961 г., и за период 1961–1963 гг. все рекомендации были выполнены.

После ввода в работу комплекса мероприятий в соответствии с замечаниями проект разработки Шкаповского месторождения протоколом № 1 ЦКР был принят и утверждён председателем Госкомитета химической и нефтяной промышленности Н.К. Байбаковым 28 августа 1963 г. Протокол был составлен ученым секретарём ЦКР М.И. Ивановой.

Уже в 1966 г. в УфНИИ был составлен и утверждён ЦКР новый проектный документ – Проект доразработки Шкаповского месторождения на основе пересчитанных под руководством И.Л. Зубика запасов нефти. К моменту утверждения проекта доразработки нижний высокопродуктивный пласт ДІV находился в стадии падающей добычи нефти (с 1961 г., рис. 3). II стадия отсутствовала при разработке этого пласта (строго говоря, это геологический горизонт, выделенный как эксплуатационный объект). За счёт интенсивных отборов нефти, достигнутых вовлечением в разработку этого пласта скважин, бурившихся по сетке пласта ДІ, была достигнута динамика интенсивного роста текущей добычи нефти. Уже на седьмой год разработки при текущей нефтеотдаче 0,232 доли ед. началось интенсивное снижение текущей добычи нефти. Резервы для поддержания текущей добычи по пласту были исчерпаны.

В 1967 г. (в 13-й год разработки) в эту стадию неожиданно для проектировщиков и производственников вступил основной по запасам пласт

Д1. При разработке этого пласта резервом длительное время была сводовая (центральная) область. Но как только освоили центральный разрезающий ряд, данная область сравнительно быстро стала вырабатываться интенсивными темпами. Начальный темп падения добычи нефти оказался очень интенсивным: в отдельные сутки недоставало до четверти предыдущей текущей добычи (рис. 4). Благодаря разновременности ввода в активную разработку пластов Д1 и Д1V суммарная динамика добычи нефти по Шкаповскому месторождению приобрела 4-стадийный вид (рис. 5) [3].

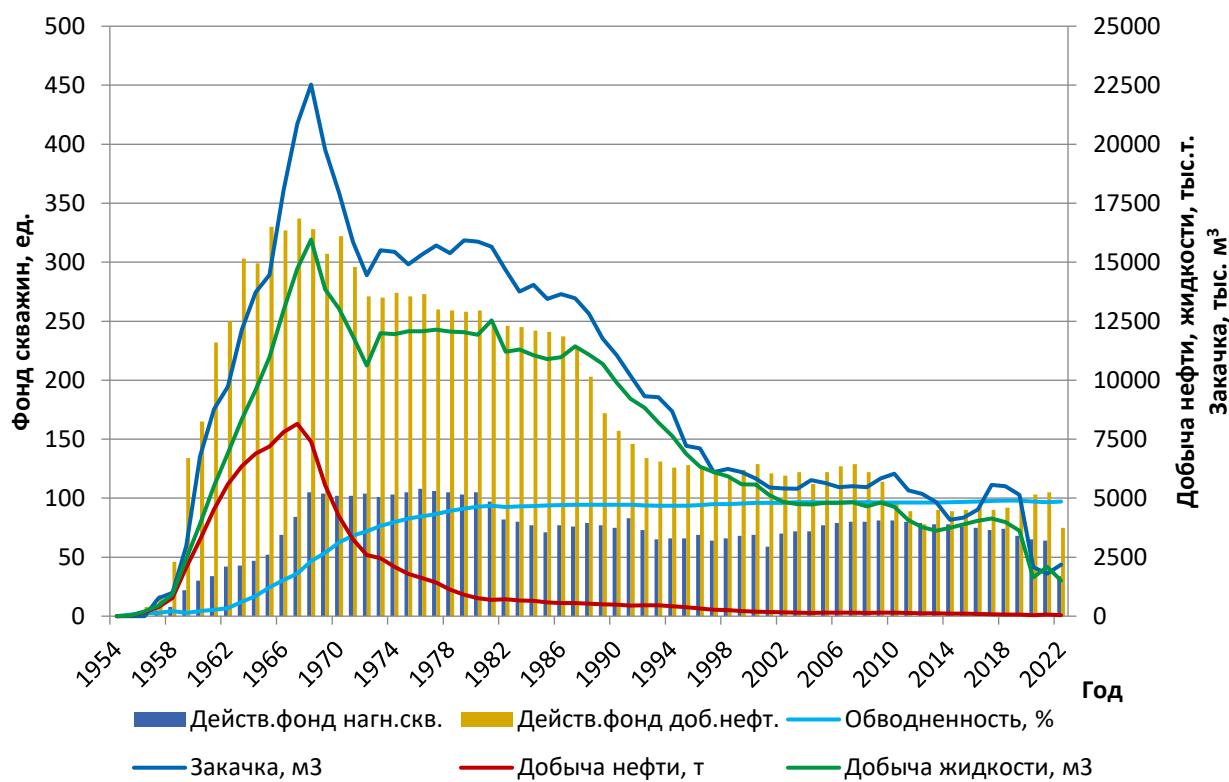


Рисунок 4 – Динамика показателей разработки пласта Д1
Шкаповского месторождения

Туймазинское и Шкаповское нефтяные месторождения явились опытными практическими полигонами для детального изучения геологогидродинамических особенностей поздней стадии разработки. Ведущие учёные и производственники занялись поисками решений по оптимизации поздней стадии разработки.

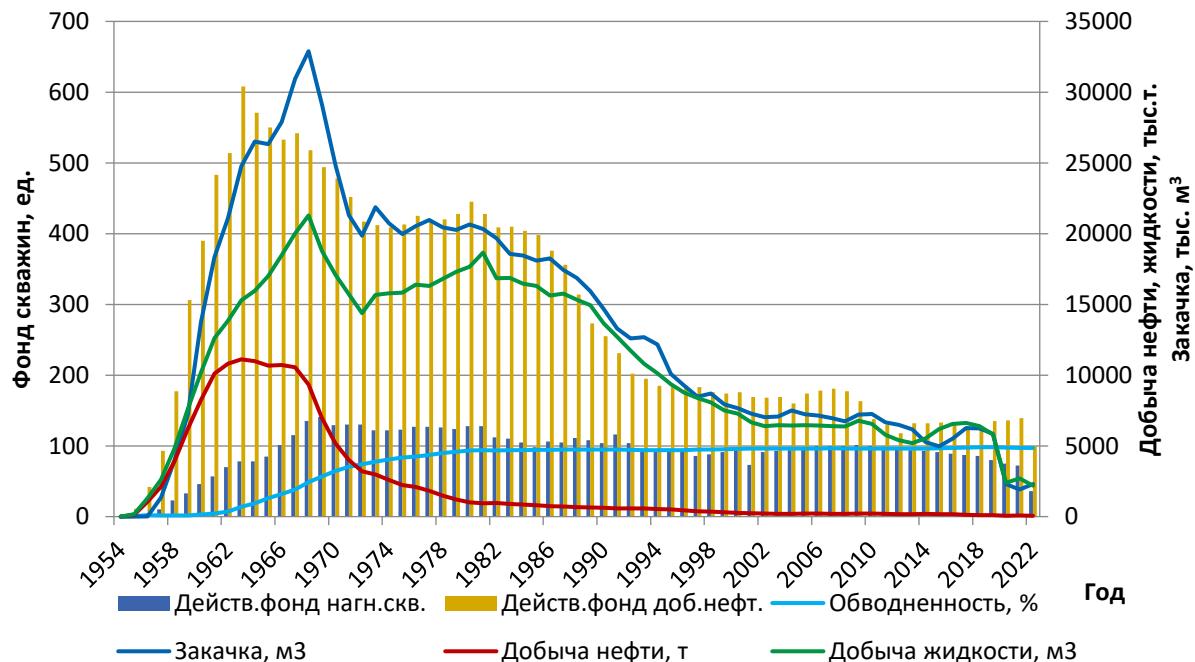


Рисунок 5 – Показатели разработки Д1 + Д1V
Шкаповского нефтяного месторождения

Отстававшая по времени разработка крупнейшего в Башкирии Арланского нефтяного месторождения не служила в полной мере для сопоставительного изучения (рис. 6).



Рисунок 6 – Карта Арланского месторождения: площади разработки

Серьёзным поводом являлись неизученные особенности извлечения нефти повышенной вязкости этого месторождения. Здесь имелись обоснованные опасения, что интенсификация отборов повлечёт опережающее продвижение воды из-за вязкостной неустойчивости. Не снимались с учета риски, связанные с заводнением, которое проектировалось и осуществлялось по схеме, оправдавшей себя на девонских месторождениях. Первоначально выделенные огромные площади рядами внутриконтурных нагнетательных скважин, располагавшимися вдоль их простирации, «разрезались» для линейного заводнения с целью обеспечения стабильного пластового давления. Позже, когда выяснилась слабая гидродинамическая эффективность этой системы, созданные линейные «полосы» дополнительными рядами внутриконтурного заводнения разбивались на блоки. С середины 70-х гг. прошлого столетия стали переходить на наиболее эффективную очагово-избирательную систему. В итоге сложилась рациональная система разработки, обеспечившая благоприятную динамику добычи нефти (рис. 7).

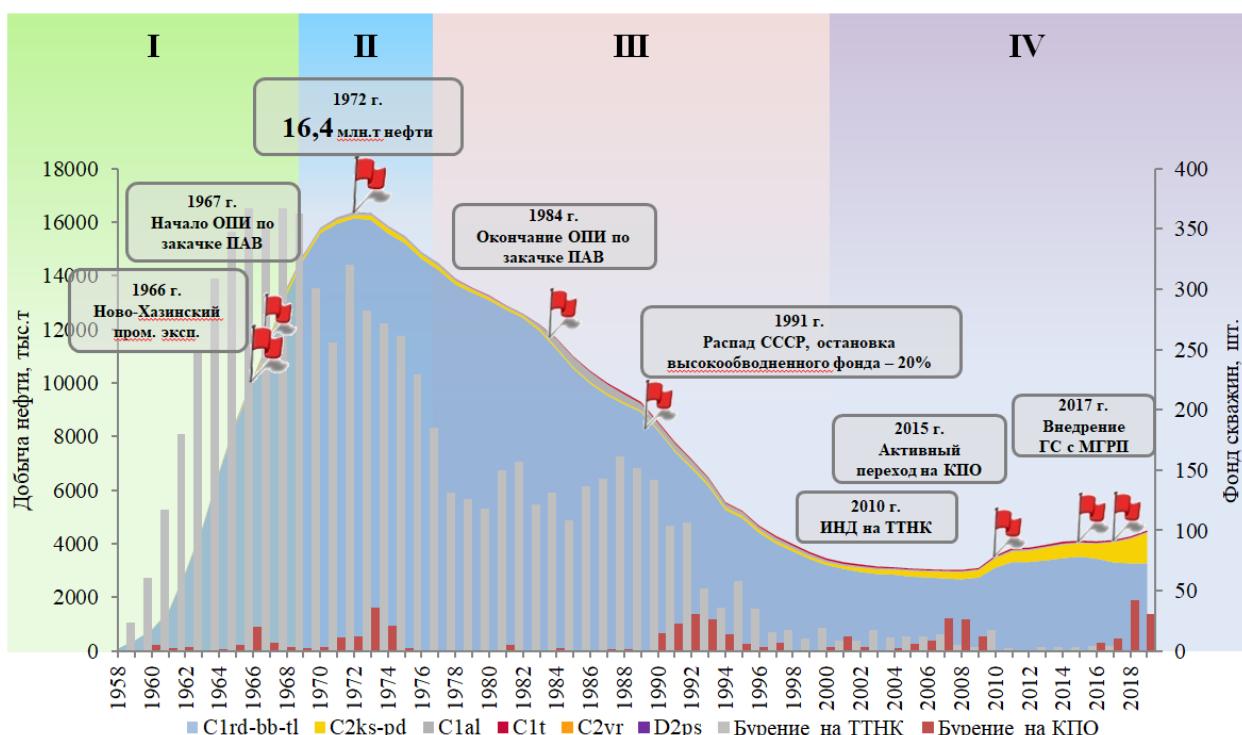


Рисунок 7 – Динамика добычи нефти на Арланском месторождении

Но всё перечисленное шло «вослед» за девонскими месторождениями и не могло служить для прогнозирования основных технологических показателей разработки для данных месторождений. В том числе не служило для пополнения знаний о технологических особенностях поздней стадии.

К началу поздней стадии на Туймазинском и Шкаповском месторождениях в Башкирии имелись геолого-промышленные данные о динамике добычи нефти на Ишимбайских нефтяных месторождениях, приуроченных к локальным рифовым массивам. Их разработка отличалась «пикообразной» динамикой добычи нефти (рис. 8). Для обеспечения II стадии – стабильной текущей добычи нефти – на этих месторождениях, эксплуатировавшихся при режиме растворённого газа, отсутствовали другие объекты, которые могли бы компенсировать истощённые при высоких темпах отбора запасы нефти.

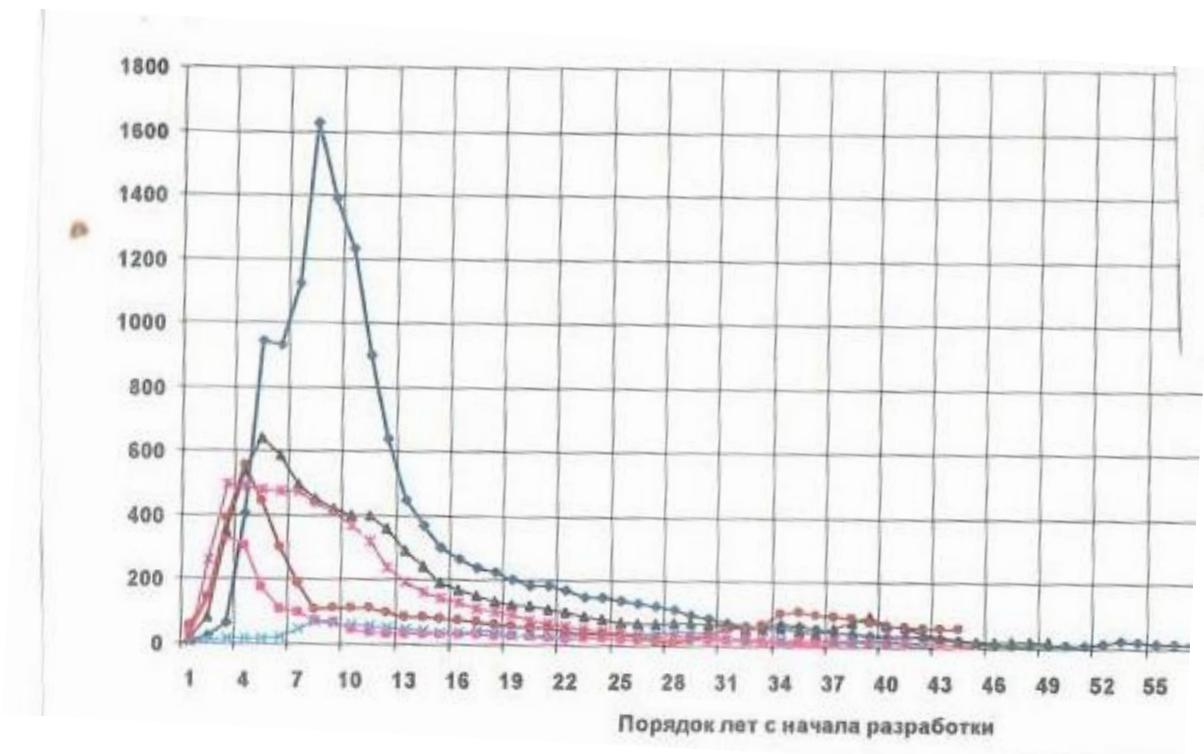


Рисунок 8 – Типичная динамика добычи нефти из Ишимбайских рифовых месторождений

Не представил дополнительных геолого-промышленных данных и опыт разработки старейших отечественных месторождений. В статье

М.М. Ивановой [4] выполнена сравнительная оценка максимальных и средних за основной период разработки темпов отбора нефти по нефтедобывающим районам. Произведено сравнительное изучение динамики отбора жидкости по различным объектам с водонапорным режимом. Показано, что при значительной разнице максимальных и средних за основной период разработки темпы отбора запасов на месторождениях Азербайджана, Грозного, Куйбышевской области, Татарии и Башкирии существенно сближаются по величине. Это наблюдение трактовалось по-разному, но явилось первым для науки по отношению к III стадии Волго-Урала, где напрашивалась некая аналогия с имевшимся опытом разработки отечественных нефтяных месторождений.

Данный вывод подтверждался похожей динамикой добычи на известных нефтяных месторождениях Азербайджана, Грозного и Краснодарского края, среди которых имелись месторождения с естественным водонапорным режимом (рис. 9). Но для типичных уникальных и крупных платформенных месторождений Урало-Поволжья, разрабатываемых при искусственном водонапорном режиме, он нуждался в дополнительном изучении.

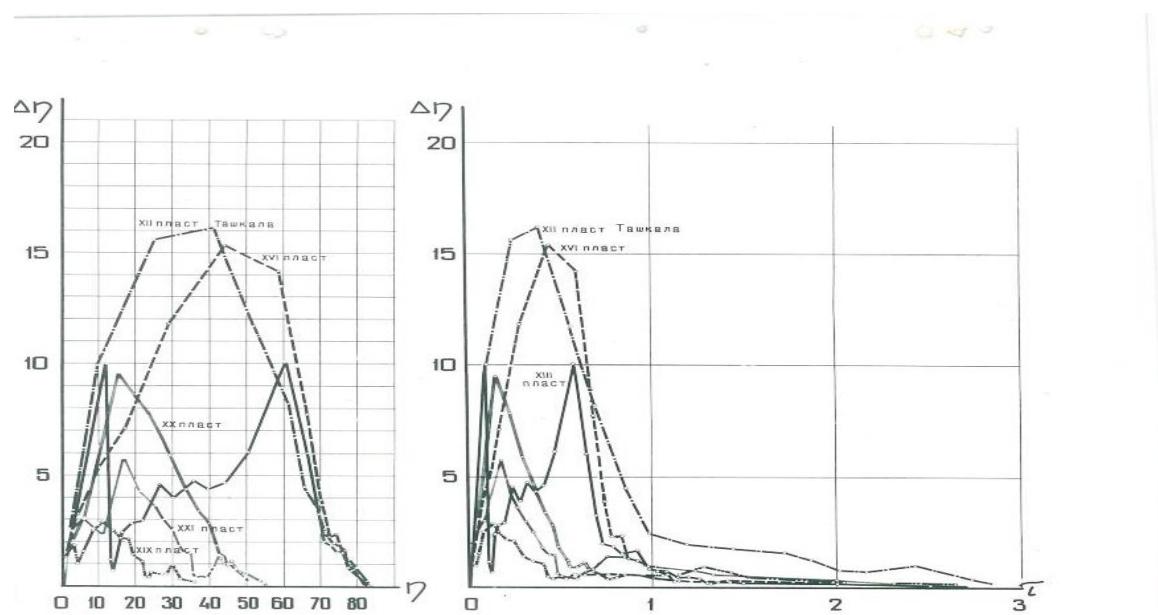


Рисунок 9 – Динамика добычи нефти на грозненских месторождениях с водонапорным режимом (Октябрьское, Ташкалинское)

Среди задач, поставленных перед наукой и практикой для поздней стадии разработки платформенных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной области, важнейшими явились:

1) научное прогнозирование начала III стадии в зависимости от геологического строения, геологической неоднородности, темпов предыдущей разработки, текущей нефтеотдачи и других технико-экономических показателей;

2) определение рациональных темпов разработки в данной стадии и особенно темпов падения текущей добычи нефти и мер для их снижения;

3) выявление связи между отбором жидкости, текущей обводнённостью, поступлением нарастающего количества воды при водонапорном режиме в скважины и систему сбора из-за опережающего её продвижения в неоднородной пористо-проницаемой среде и др.

Многими исследователями использовалось понятие о среднем темпе падения добычи нефти в III стадии. В работе [4]. М.М. Ивановой установлена по статистическим данным прямая связь между интенсивностью разработки в I и II стадиях и средним темпом падения добычи нефти в III стадии. Интенсивность разработки в течение I и II стадий предложено оценивать с помощью коэффициента, равного произведению объёма добычи нефти за первые две стадии, выраженного в процентах от НИЗ нефти, на максимальный темп отбора T_{max} . По графику «интенсивность разработки – темп падения» при интенсивности, к примеру, 250 % средний темп падения добычи нефти в поздней стадии равнялся 10 %; при интенсивности 550 % темп падения составлял 20 % в год и т.д. Однако практика разработки показала искусственность указанной связи.

Обращение к опыту разработки старейших отечественных месторождений позволило выявить ряд отличительных особенностей III стадии.

Во-первых, поздняя стадия наступает в широком диапазоне текущей нефтеотдачи. При пикообразной динамике этот диапазон несколько шире по сравнению с объектами со II стадией: 8,3–46,2 против 10,2–41,5 %. Основные технологические показатели III стадии приведены в табл. 1.

Во-вторых, как видно из табл. 1, и ряд других показателей III стадии не выявил типичных критериев из-за широкого диапазона их значений.

Таблица 1

Основные показатели III стадии,
по данным разработки старейших отечественных месторождений

Показатели	Единица изме- рения	Динамика добычи нефти	
		Пикообраз- ная	Трапеция («колокол»)
Максимальный темп отбора нефти (от НГЗ)	% в год	3,0–26,5	2,7–15,4
Текущая нефтеотдача к началу III стадии	%	8,3–46,2	10,2–41,5
Средний темп падения добычи нефти	% в год	4,3–18,7	5,3–8,0
Продолжительность III стадии	годы	7,0–21,0	10,0–17,0
Текущая нефтеотдача к концу III стадии	%	32,0–80,6	27,4–67,8

Из приведенных ниже табл. 2 и 3 следует, что это же относится к крупным и уникальным платформенным месторождениям: определённых «узких» количественных критериев рассматриваемой стадии пока не выявлено.

Таблица 2

Основные технологические показатели III стадии
некоторых девонских объектов Башкортостана

№ № п/п	Объект	Показатели	III стадия		Изменение прироста
			начальный этап	конечный этап	
1.	ДIV Шкапово	Текущий КИН, доли ед.	0,232	0,513	в 2,54 раза
		Текущая обводнённость, % вес.	4,9	96,1	в 19,6 раза
		Темп падения текущей добычи нефти, % в год	6,2	0,8	-11,4 раза
		Отбор жидкости, млн м ³	7,085	5,721	-1,362 (на 20 %)
		Действующий фонд добывающих скважин, ед.	185	187	не изме- нился
		Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.	36	35	
		Продолжительность III стадии	19 лет		
2.	ДI Шкапово	Текущий КИН, доли ед.	0,285	0,482	в 1,7 раза
		Текущая обводнённость, % вес.	43,1	94,1	в 2,18 раза
		Темп падения текущей добычи нефти, % в год	9,4	3,6	-2,6 раза
		Отбор жидкости, млн м ³	14733,8	89751,9	в 6,09 раза
		Действующий фонд добывающих скважин, ед.	338	246	на 27,2 %
		Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.	84	82	не изменился
		Продолжительность III стадии	15 лет		

Таблица 3

Основные технологические показатели III стадии
по некоторым девонским отечественным объектам

№№ п/п	Объект	Показатели	III стадия		Прирост, +/-
			начальный этап	завершаю- щий этап	
3	ДI Туйма- зы	Текущий КИН, доли ед.	0,4258	0,5652	+13,9 пункта
		Текущая обводнённость, % вес.	59,0	95,9	+ в 1,6 раза
		Темп падения текущей добычи нефти, % в год	19,1	7,5	минус в 2,54 раза
		Отбор жидкости, млн м ³ в год	26638,6	36060,0	+ в 1,35 раза
		Действующий фонд добывающих скважин, ед.	898	794	-12,0 %
		Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.	158	251	+58,8 %
		Продолжительность III стадии	17 лет		
4.	ДII Туй- мазы	Текущий КИН, доли ед.	0,375	0,439	+6.4 пункта
		Текущая обводнённость, % вес.	62,3	89,4	+ в 1,4 раза
		Темп падения текущей добычи нефти, % в год	20,8	8.4	минус в 2,47 раза
		Отбор жидкости, млн м ³ в год	5001,8	7006,4	+ в 1,4 раза
		Действующий фонд добывающих скважин, ед.	168	154	-8,4 %
		Действующий фонд нагнетательных скважин, ед.	27	36	+ 33.3 %
		Продолжительность III стадии	7,0 лет		

В настоящем докладе не преследуется цель выявления количественных значений основных геолого-технологических показателей поздней стадии разработки на основе уже накопленного опыта отечественных нефтяных месторождений. Но важно подчеркнуть, что основные положения, обоснованные первопроходцем стадийности процесса извлечения нефти

профессором М.М. Ивановой, на нефтяных месторождениях Башкирии получили своё подтверждение и развитие.

Общие качественные выводы можно свести к следующим обобщениям:

1. Поздняя стадия трудно предсказуема. Наибольшее влияние на её количественные технологические показатели оказывает геологическая неоднородность пластов, отрицательное влияние которой возрастает по мере усложнения неоднородности продуктивных пластов.

2. Выявлено, что пикообразная динамика добычи нефти типична для однообъектных месторождений и месторождений с большим числом объектов, где допускается «перекос» в пользу основного из них.

3. Прямая связь между добычей нефти и отбором жидкости прослеживается до текущей обводнённости порядка 90 %, а затем с ростом обводнённости теряется [5, 6].

4. То же справедливо для зависимости «добыча нефти – фонд действующих скважин». В поздней стадии увеличение фонда почти не влияет на снижение темпов падения текущей добычи нефти.

5. Для крупных и уникальных месторождений при вытеснении нефти водой на динамику текущей добычи нефти благоприятно влияет оптимальная сетка скважин в ВНЗ, которую необходимо создать на предыдущих стадиях.

Таковы, по мнению автора статьи, основные научные положения, изложенные в трудах профессора М.М. Ивановой, в том числе по отношению к научно организованной разработке нефтяных месторождений Башкирии.

Список литературы

1. Иванова М.М. О некоторых закономерностях в динамике добычи нефти по объектам разработки // Нефтяное хозяйство. – 1969. – № 10. – С. 18–23.
2. Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей. – М. : Недра, 1976. – 247 с.

3. Лозин Е.В., Ахмеров Р.З. Уроки разработки Шкаповского нефтяного месторождения. – Уфа : БашНИПИнефть, 2017. – 371 с.
4. Иванова М.М. Сравнительная оценка средних темпов разработки эксплуатационных объектов по нефтедобывающим районам // Нефтепромысловое дело. – 1970. – № 1. – С. 7–12.
5. Иванова М.М. О динамике отбора жидкости при разработке нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 3. – С. 63–68.
6. Викторов П.Ф., Гайнуллин К.Х., Лозин Е.В. О динамике добычи нефти при разработке месторождений Башкортостана // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 5. – С. 33–35.

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА КАК ОСНОВНОЙ ФАКТОР, ВЛИЯЮЩИЙ НА ВОСПРОИЗВОДСТВО МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ

В.Г. Базаревская, Г.С. Валеева, Е.Н. Дулаева, В.В. Гордеева
(ТатНИПИнефть)

Минерально-сырьевая база – это основа стабильности экономики России. Важнейшей ее частью является геологоразведка, обеспечивающая создание и воспроизводство сырьевой базы для успешной работы и перспективного развития нефтедобывающей отрасли.

Инвестиции в геологоразведку – дорогостоящий процесс, который не приводит к мгновенной прибыли, но при этом является необходимым для долгосрочного развития нефтегазовой отрасли, поскольку геологоразведка закладывает основу для будущей добычи. При этом прирост запасов в последние годы во многом обеспечивается разведкой в действующих регионах добычи и на традиционных залежах, а также переоценкой запасов уже открытых месторождений. Основную же добычу получаем от уникальных и крупных месторождений, открытых в основном еще в 1970–1980 гг.

Нефтяной потенциал Республики Татарстан еще достаточно велик. Однако следует отметить, что на современном этапе большинство нефтяных месторождений РТ находятся на поздней стадии разработки и характеризуются высокой степенью выработанности запасов основных продуктивных горизонтов и ростом доли трудноизвлекаемых запасов нефти.

Все эти факторы, безусловно, осложняют задачу подготовки новых запасов для оптимальной добычи нефти. Но вместе с тем имеются и положительные факторы, позволяющие оценивать перспективы подготовки новых запасов: высокая степень изученности территории, развитая инфраструктура, высокий уровень успешности геолого-разведочных работ (ГРР) по РТ (успешность поисково-разведочного бурения в среднем составляет 83 %), большой фонд подготовленных поднятий (около 245 структур) и специальные полигоны «Битум» и «Доманик», в пределах которых возможно проведение фундаментальных научно-исследовательских, опытно-промышленных работ по созданию и внедрению новой техники и технологий поиска, разведки и разработки залежей сверхвязкой (СВН) и трудноизвлекаемой нефти в доманиковых отложениях.

При планировании геолого-разведочного процесса современные реалии требуют от специалистов ПАО «Татнефть» использования многофакторного и многокомпонентного анализа всех имеющихся данных и применения многоэтапного процесса обоснования объемов и видов ГРР.

Актуальными задачами компаний для повышения прироста запасов нефти и газа являются:

- поиск новых месторождений, залежей нефти;
- поиск зон разуплотнения в породах кристаллического фундамента и отложениях рифей-вендского возраста;
- разработка и внедрение инновационных методов геофизических исследований в скважинах и по площади;

- развитие и совершенствование уже существующих методов исследования недр и поиска месторождений полезных ископаемых;
- обеспечение достаточной плотности сети сейсмических наблюдений и постоянная актуализация базы данных проведенных ГРР, включая пересмотр всего накопленного материала, а также переобработку и переинтерпретацию данных полевых исследований.

С целью снижения геологических и экономических рисков по блоку «Геологоразведка» специалистами компании проводится ряд стратегических мер:

- применение вероятностного подхода при оценке ресурсов нефти на подготовленных поднятиях;
- ранжирование подготовленных структур для определения очередности их ввода в бурение;
- обоснование бурения поисковых и разведочных скважин;
- составление паспортов проектов на проведение геофизических работ с оценкой ожидаемых технико-экономических показателей;
- анализ и оценка инновационных методов ГРР, предлагаемых геофизическими организациями;
- разработка программ, бизнес-плана по участкам недр, где лицензия получена на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых.

В последние годы компания перешла от концепции «стабилизация» к стратегии наращивания добычи нефти. За последние 10 лет рост ежегодной добычи нефти по ПАО «Татнефть» составил от 26,2 млн т в 2011 г. до 29,3 млн т в 2019 г. В 2020 г. наблюдалось снижение добычи нефти и растворенного газа по сравнению с добычей в 2016–2019 гг. на 11 %. Снижение уровня добычи произошло в связи с введением ограничений ОПЕК+ (соглашение о снижении добычи нефти между нефтедобывающими странами). В 2021 г. добыча нефти увеличилась на 7 %, однако прежнего

уровня еще не достигла (рис. 1). Необходимо отметить, что стратегия наращивания добычи останется неизменной на предстоящие десятилетия. Главный потенциал органического роста добычи нефти – стабилизация суммарных доказанных, вероятных и возможных запасов.

Однако в связи с длительным сроком описывания и освоения территории Республики Татарстан выявляются в основном залежи с нетрадиционными свойствами: высоковязкие и сверхвязкие нефти, а также приуроченные к слабоизученным нетрадиционным коллекторам – доманиковым отложениям, карбонатным трещинным коллекторам, слабопроницаемым низкопористым отложениям. Поиск и разведка на новых территориях за пределами РТ также привели к открытию малоразмерных и малоамплитудных залежей или залежей, контролируемых поднятиями с литологическими или стратиграфическими экранами.

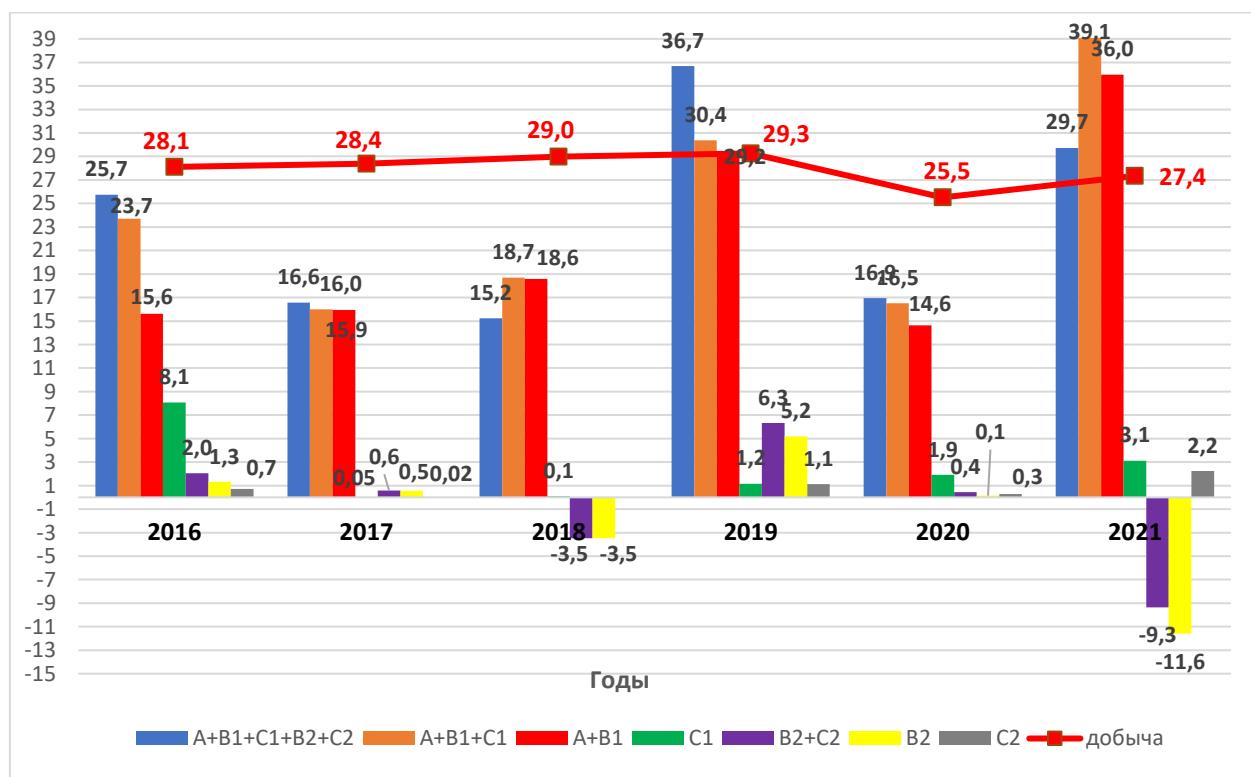


Рисунок 1 – Динамика добычи нефти и прироста запасов ПАО «Татнефть» в РТ с 2016 по 2021 г.

Ограничения ОПЕК в первую очередь повлияли на инвестирование в ГРР. По оценкам Минприроды РФ, учитывая, что геологоразведка на 95 % финансируется за счет компаний, затраты компаний на ГРР в нефтяной отрасли в 2020 г. должны были уменьшиться на 20 %. ПАО «Татнефть» в связи с ограничениями ОПЕК сократило в два раза бурение поисковых и разведочных скважин в 2020 и 2021 гг. по сравнению с прошлыми годами: в 2020 г. пробурено лишь семь скважин, из них в шести получены притоки нефти (подтверждаемость составила 86 %), в 2021 г. пробурено пять скважин, из них четыре оказались продуктивными (подтверждаемость – 80 %). В период с 2016 по 2019 г. суммарный объем бурения составил 54 скважины (в среднем по 13–14 скважин в год), успешность в которых достигла более 83 % (в 45 из 54 пробуренных скважин получены притоки нефти) (рис. 2–4).

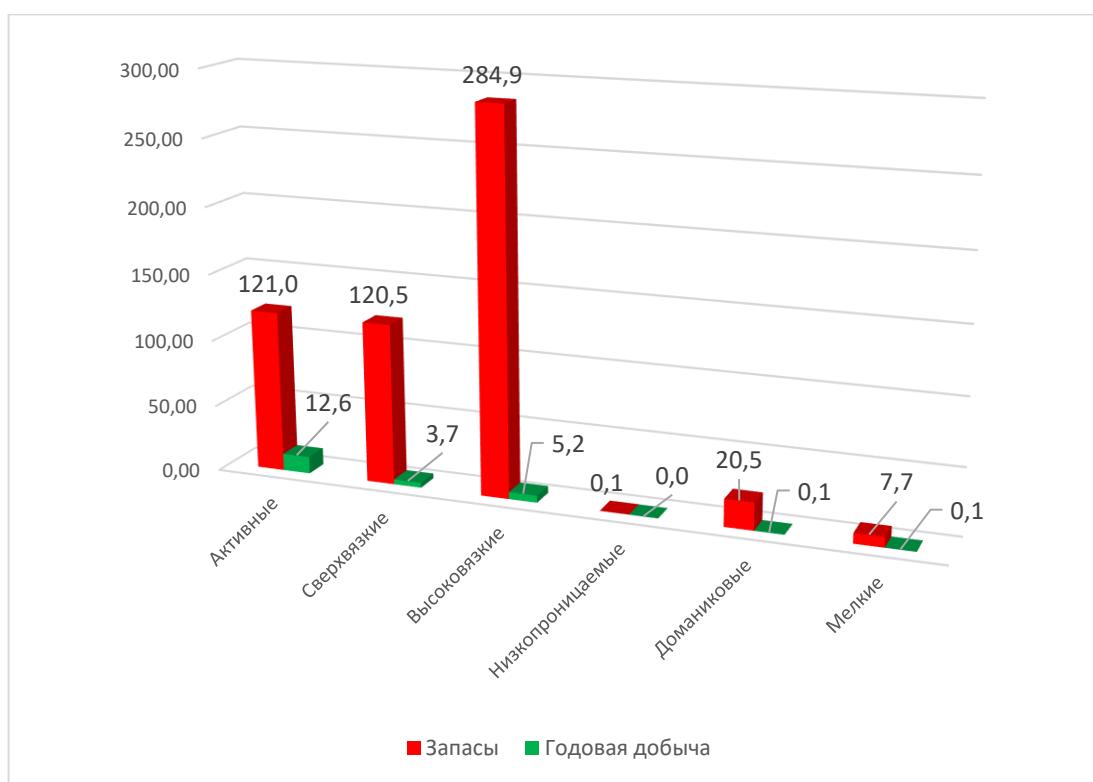


Рисунок 2 – Годовая добыча и запасы залежей с нетрадиционными свойствами в 2021 г.

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

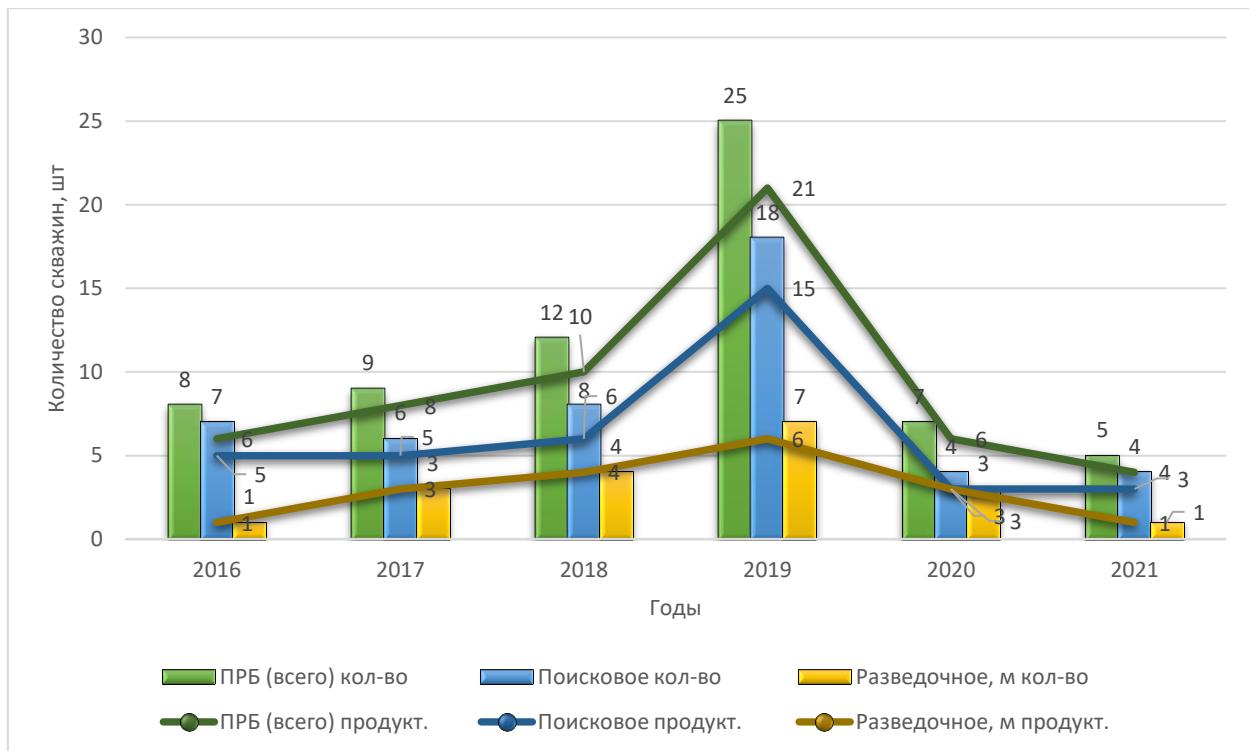


Рисунок 3 – Динамика объемов бурения в РТ с 2016 по 2021 гг.

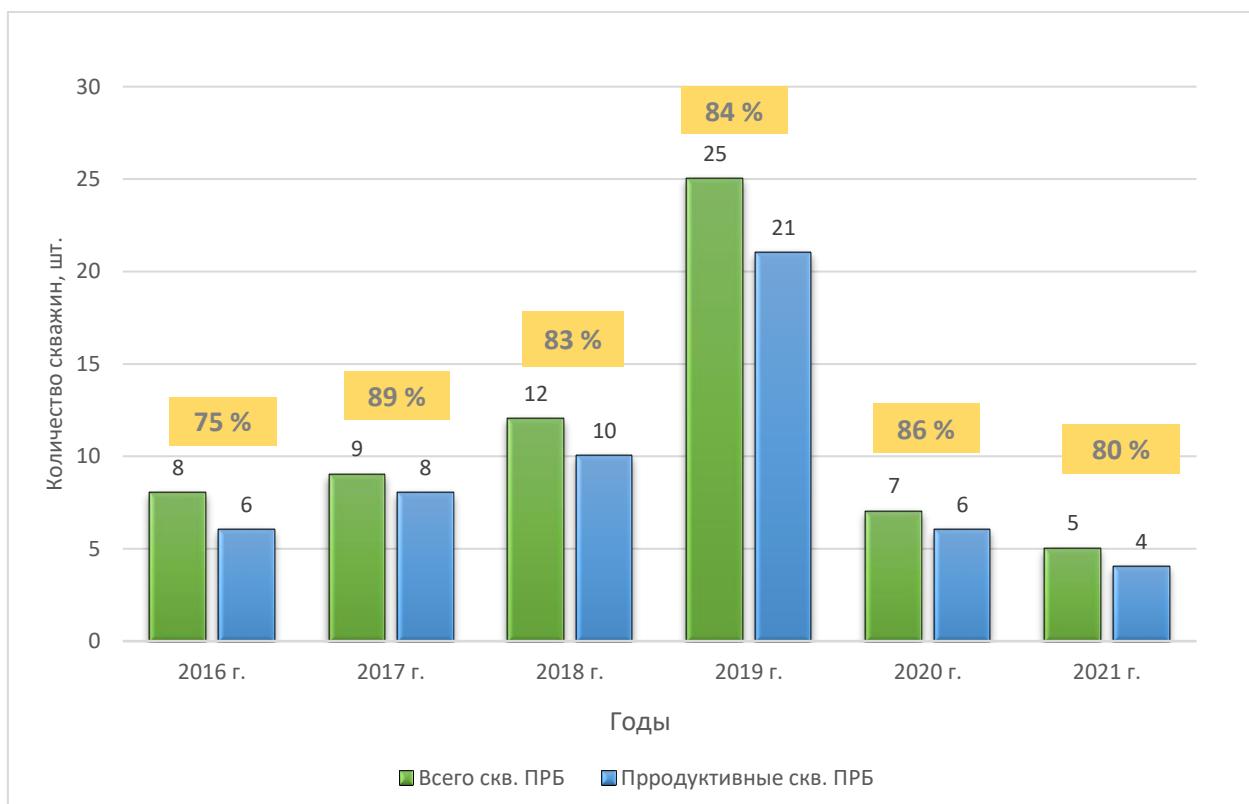


Рисунок 4 – Эффективность поисково-разведочного бурения в РТ с 2016 по 2021 гг.

Общепринятой считается методика оценки геолого-экономической эффективности бурения поисковых и разведочных скважин по следующим показателям: коэффициент успешности бурения; удельные запасы нефти, приходящиеся на одну скважину; величина запасов на 1 м проходки бурением; суммарные затраты (капитальные вложения или инвестиции) на единицу прироста запасов. Определение ежегодных показателей эффективности не всегда корректно, поэтому проанализированы средние показатели за 6 лет, с 2016 по 2021 г. Удельные запасы нефти, приходящиеся на одну скважину, составляют 50–70 тыс. т/скв.; величина запасов на 1 м проходки бурением – 40–45 т/м проходки; суммарные затраты на единицу прироста запасов достигают 700–800 руб./т.

Немаловажную роль в получении высокого процента успешности поисково-разведочного бурения играет проведение сейсморазведочных работ. С их помощью можно получить информацию о подземных структурах и ловушках с точностью до ± 5 –10 (МОГТ 3Д) метров в пределах РТ. Детальные сейсмические исследования позволяют повысить степень успешности при последующем бурении скважин, оптимизировать расположение скважин, обеспечить их более высокую продуктивность и более длительную продолжительность работы.

На территории деятельности ПАО «Татнефть» в РТ за четыре года, предшествующих ограничительным мерам (соглашение ОПЕК+ и пандемии) (2016–2019) выполнено около 793 пог. км МОГТ 2Д, изучено более 884 км² территории МОГТ 3Д, подготовлено 27 структур с общими извлекаемыми ресурсами 8,739 млн т. Учитывая, что сейсморазведочные работы в 2018–2019 гг. на лицензионных участка ПАО «Татнефть» в Республике Татарстан не проводились, в среднем ежегодный объем МОГТ 2Д составил около 397 пог. км/год, объем МОГТ 3Д – 442 км² в год. В 2020 г. выполнено сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 279 пог. км, МОГТ 3Д – 400 км², подготовлены две структуры с общими извлекаемыми ресурсами 0,641 млн т.

В 2021 г. МОГТ 2Д – 327 пог. км, МОГТ 3Д – 429 км², подготовлено 9 структур с общими извлекаемыми ресурсами 1,983 млн т. (рис. 5).

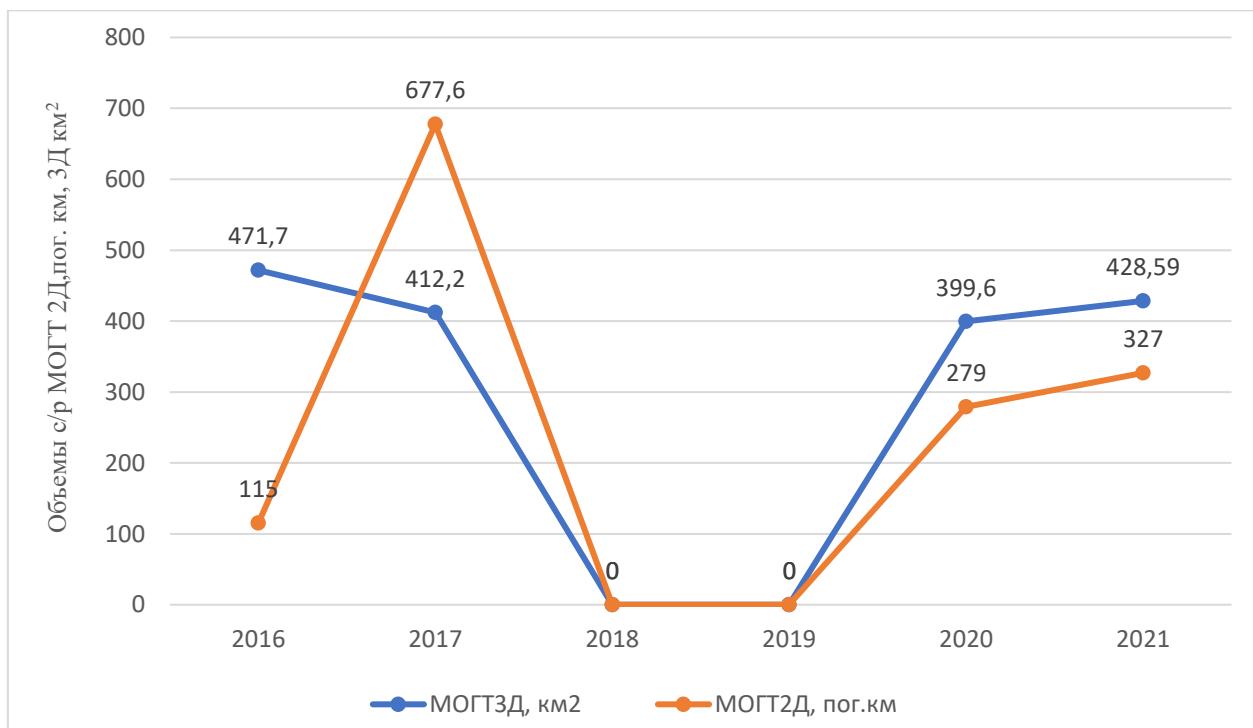


Рисунок 5 – Объемы сейсморазведочных работ МОГТ 2Д и МОГТ 3Д в РТ с 2016 по 2021 г.

Таким образом, объемы сейсморазведочных работ остались на прежнем уровне, и на проведение исследований соглашение ОПЕК+ повлияло незначительно. При значительной разведенности территории Татарстана сейсморазведочными работами подготавливаются к бурению малоразмерные и малоамплитудные поднятия. При разрешающей способности сейсморазведки 10–15 м (МОГТ 2Д) мы вводим в фонд подготовленных поднятия размерами 0,5–1 км² и амплитудой 3–10 м. С целью снижения рисков при бурении поисковых скважин в ПАО «Татнефть» применяются различные методы заверки структур. К числу малозатратных технологий, совершенствующих методику поисков, относятся:

– георадиолокационное электромагнитное импульсное зондирование – это запатентованный ПАО «Татнефть» способ, благодаря которому

латерально изучается геологическое строение верхней части осадочного чехла, строятся временные разрезы и структурные карты по границам слоев зондируемой среды;

– геохимический способ поисков залежей нефти и газа с применением пассивной адсорбции углеводородов, запатентованный ПАО «Татнефть», используется для определения границ (зон) углеводородного потенциала обширных прежде не изученных областей, первоочередных участков для детальных дорогостоящих геофизических исследований, в качестве локального прогноза нефтеносности подготовленных структур, определения первоочередных объектов под глубокое поисково-разведочное бурение, экологическое направление;

– нейрокомпьютерные технологии «Нейросейсм», запатентованные ПАО «Татнефть», дающие возможность повысить достоверность прогнозирования нефтеперспективных объектов, отбраковывая закартированные сейсморазведкой объекты, выполнить сейсмофациальный анализ, позволяющий выявить устойчивые зависимости в условиях встречающихся помех и отразить все тонкости сейсмического волнового поля для повышения точности результата при интерпретации сейсморазведочных данных и создании геологической модели, а также использоваться для построения геолого-физических моделей месторождений углеводородов и прогнозирования литотипов пород по комплексу данных каротажа скважин, сейсмических разрезов и исследований керна. Результатом работ являются графики распределения вероятности нефтеносности исследуемых отложений вдоль линий сейсмических профилей и прогнозные карты нефтеносности исследуемых отложений по площади сейсморазведочных работ;

– комплексный параметр вероятности (КПВ) – способ поиска и разведки углеводородной залежи с целью прогнозной оценки перспектив нефтеносности сейсмоподнятий до постановки глубокого поисково-

разведочного бурения. Способ рекомендуется проводить на этапах доразведки месторождений для оптимизации сетки эксплуатационных скважин.

Повышение эффективности ГРР за счет применения наземных геофизических методов, технологии пассивной адсорбции и использования КПВ нефтеносности, геохимических и нейрокомпьютерных исследований составляет около 80 %. Подтверждаемость глубокого поискового и разведочного бурения достигает 86 %, что позволяет совместно с доразведкой разрабатываемых месторождений поддерживать прямое воспроизводство запасов в компании.

Для поддержания существующего уровня добычи нефти в РТ необходимо ежегодно обеспечивать прирост запасов и открывать новые месторождения нефти.

Общая доля прироста запасов нефти по категории А+В₁+С₁+В₂+С₂ по РТ по ПАО «Татнефть» за последние 6 лет (2016–2021) составила около 141 млн т (с учетом списания) (рис. 6). Несмотря на достаточную обеспеченность разведенными запасами нефти, в компании значительное внимание уделено вопросам подготовки новых запасов. Это объясняется тем, что в РТ высокая доля трудноизвлекаемых запасов нефти – 80,4 %. Они включают в себя запасы нефти в нетрадиционных коллекторах, в залежах СВН, остаточной нефти выработанных месторождений с обычными коллекторами со специфическими геологическими условиями залегания.

Доля прироста запасов за счет ГРР за последние 6 лет по ПАО «Татнефть» остается достаточно высокой, и на сегодняшний день она составляет около 90 % от общего прироста – около 127 млн т (с учетом списания).

В настоящее время прирост запасов нефти, получаемый за счет проводимых ГРР, в основном обеспечивается вводом новых залежей, подсчетом и оценкой залежей СВН и доманиковых отложений.

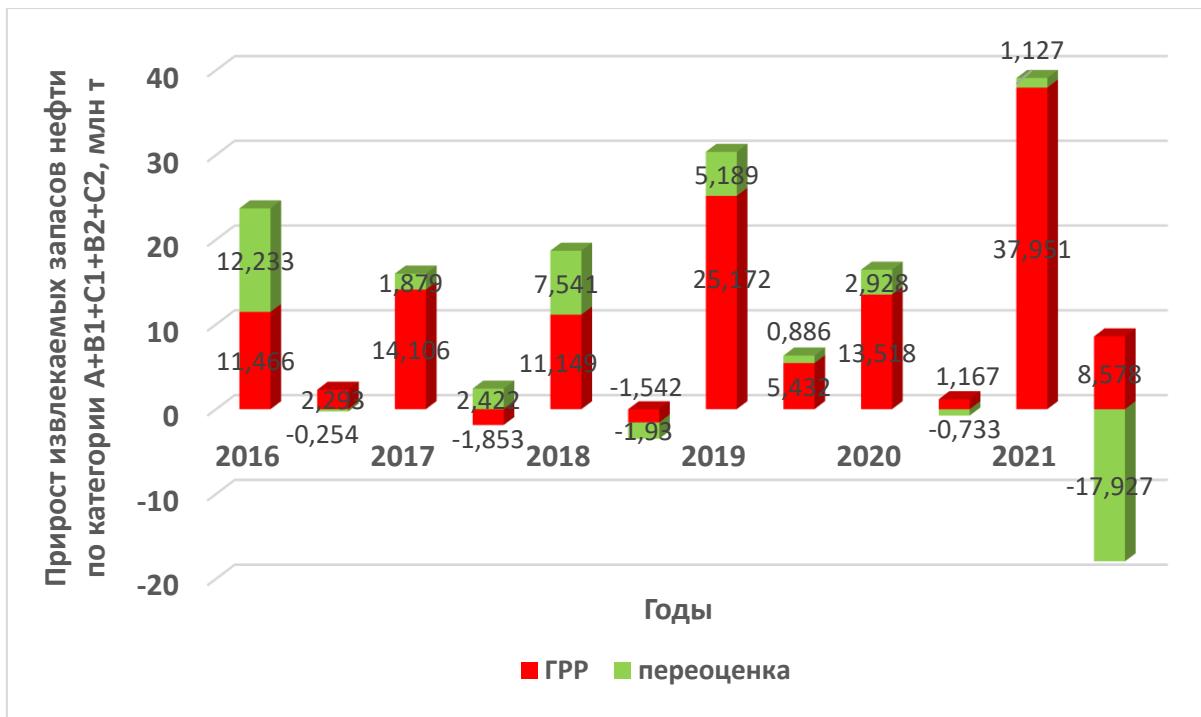


Рисунок 6 – Структура прироста извлекаемых запасов по категории А+В1+С1+В2+С2 по ПАО «Татнефть» в РТ в 2016-2021 гг. (с учетом списания)

Открытие новых месторождений является показателем успешности ведения ГРР. Чем качественнее будет проведен комплекс геолого-геофизических работ, тем больше вероятность открытия новых залежей и месторождений нефти. В период с 2016 по 2021 г. открыто девять новых месторождений нефти. Несмотря на то, что размеры вновь открываемых месторождений незначительные и площади изменяются от 0,1 до 2,6 км², все они многопластовые. Выявлена 21 залежь нефти в пашинских (2 залежи), данково-лебедянских (2), елецких (1), турнейских (2), бобриковских (6), тульских (2), башкирско-серпуховских (3) и верейских (3) отложениях. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,5 до 10,4 м.

Кроме того, в последние два десятилетия компания «Татнефть» ориентирована на расширение своей деятельности за пределами Татарстана, она является владельцем лицензий на геологическое изучение недр с целью поиска, разведки и добычи углеводородного сырья ряда участков в пределах Оренбургской, Самарской, Ульяновской областей, в Ненецком автономном

округе, Республике Калмыкии, Ливии, Сирии и Канаде. Цель этих крупномасштабных проектов – увеличение ресурсной базы, использование своего научно-практического, технико-экономического потенциала на территориях с другими геолого-экономическими условиями для освоения их углеводородного потенциала.

В заключение хотелось бы отметить, что, несмотря на высокую разведанность, опоискованность и освоенность суммарных потенциальных ресурсов Республики Татарстан, а также негативную обстановку, связанную с пандемией коронавируса в 2020 г., эффективность ГРР по компании «Татнефть» в целом не снизилась. Она старается сохранять объемы бурения поисковых и разведочных скважин и уровень их успешности, продолжает развивать перспективные направления и новые технологии с целью получения притоков углеводородов из сложнопостроенных труднооткрываемых залежей с трудноизвлекаемыми запасами, а также расширять свою деятельность по геологическому изучению и разведке залежей углеводородов на других территориях Российской Федерации и за рубежом.

Таким образом, чем сложнее становятся условия добычи, тем важнее роль геологоразведки, являющейся инструментом по поддержанию и увеличению стоимости компании, стратегическому развитию и добыче углеводородного сырья.

**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРИВЛЕКАТЕЛЬНОСТИ
ВНЕШНИХ АКТИВОВ ЗА ПРЕДЕЛАМИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ВЕРОЯТНОСТНЫМ МЕТОДОМ
С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕННОСТИ ЗАПАСАМИ**

А.А. Лутфуллин, А.П. Бачков, У.В. Ибрагимов (ПАО «Татнефть»),
В.Г. Базаревская, М.А. Шавалиев, А.Ф. Сафаров, А.А. Дрягалкина,
И.И. Валеев, Б.Р. Вильданов (ТатНИПИнефть)

Стратегией компании ПАО «Татнефть» является увеличение добычи нефти до 38,4 млн т в год к 2030 г. при 100 % восполнении запасов. Компанией активно рассматриваются различные пути увеличения капитализации, в том числе за счет выхода с геолого-разведочными работами как за пределы Поволжья, так и на зарубежные рынки. Основным зарубежным партнером на сегодняшний день является Туркменистан, с которым уже имеются действующие сервисные контракты. В проработке находятся контракты с Узбекистаном и Казахстаном.

В ПАО «Татнефть» поступает значительное количество предложений о приобретении либо о долевом участии в разработке того или иного актива (только в 2021 г. рассмотрено около 300 проектов). Специалисты института «ТатНИПИнефть» принимают активное участие в рассмотрении поступающих предложений на приобретение, анализе и обработке полученной информации по перспективным активам.

Основной первоначальный объем работ, связанный с ранжированием по перспективности и отбором наиболее привлекательных проектов, ложится на специалистов-геологов. Цель работы заключается в оперативном анализе состояния изученности геолого-геофизическими работами рассматриваемых территорий, анализе геологического строения, оценке перспективности

нефтегазоносности геологических объектов, подготовке первичного заключения о перспективах предлагаемого актива.

Изучение актива начинается с исследования нефтегазоносности территории, анализа литолого-стратиграфической характеристики геологического разреза и тектонического строения, изученности территории геолого-геофизическими исследованиями, в том числе сейсморазведочными работами и глубоким бурением, сбора промысловой и технико-экономической информации.

При первичной геологической оценке принимается во внимание множество факторов, таких как степень изученности территории, сложность геологического строения (стратиграфические и тектонические особенности), наличие открытых месторождений на рассматриваемом объекте или прилегающих участках недр, приуроченность к различным регионам с рассмотрением возможности синергии с активами компаний, наличие объектов обустройства и т.д. На основе анализа готовится реестр рисков (геологических, технологических, инфраструктурных, экономических и др.) для подготовки заключения о целесообразности продолжения изучения проекта.

Зачастую предварительной геологической оценки бывает недостаточно, в таком случае принимается решение о необходимости дополнительного углубленного изучения проекта с выполнением верхнеуровневой технико-экономической оценки (ТЭО) эффективности.

На первом этапе проводится оценка прогнозных запасов (ресурсов) рассматриваемого актива либо детерминированным методом, либо вероятностным с целью учета неопределенности и обоснования целесообразности освоения перспективных участков и разведываемых месторождений на основе объемного метода подсчета запасов.

Формула для подсчета геологических запасов нефти и газа объемным методом имеет вид:

$$Q_{\text{геол}}^h = F \times h \times K_p \times K_n \times \rho_n \times \theta, \quad (1)$$

где $Q_{\text{геол}}^h$ – геологические запасы нефти, тыс. т;

F – площадь нефтеносности, тыс. м²;

h – эффективная нефтенасыщенная толщина, м;

K_p – коэффициент открытой пористости, доли ед.;

K_n – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

ρ_n – плотность сепарированной нефти, т/м³;

θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти при дифференциальном разгазировании, доли ед. [1, 2].

Детерминированный метод учитывает один набор исходных данных и позволяет создать один набор результирующих данных. Вероятностный метод учитывает набор диапазонов исходных данных, позволяет создать набор диапазонов результирующих данных с вероятностью получения каждого результата. Существуют различные программы для оценки запасов (ресурсов) вероятностным методом, в институте «ТатНИПИнефть» применяется стохастическое моделирование методом Монте-Карло.

Метод Монте-Карло – общее название группы численных методов, основанных на получении большого числа реализаций случайного процесса, который формируется таким образом, чтобы его вероятностные характеристики совпадали с аналогичными величинами.

Исходными данными для расчетов запасов вероятностным методом являются значения параметров, принятые при оценке запасов детерминированным методом (мода). Минимальные (min) и максимальные (max) значения параметров определены экспертизно. Перед началом моделирования для каждой величины задается закон случайного распределения, представленный в табл. 1.

Таблица 1

Входные параметры для расчета запасов

Параметры	Тип распределения
Площадь, тыс. м ²	Логнормальное
Толщина, м	Триангулярное
Пористость, доли ед.	Нормальное
Нефтенасыщенность, доли ед.	Нормальное
Плотность, г/см ³	Нормальное
Пересчетный коэффициент, доли ед.	Равномерное

Согласно американской классификации SPE (Society of Petroleum Engineers), запасы подразделяются на:

- доказанные (условно P90) – запасы, которые с 90 % достоверности могут быть добыты с использованием доказанных технологий добычи при текущих ценах на нефть и текущих технических условиях. Достоверность запасов подтверждается историей разработки и исследованиями. К доказанным запасам можно условно приравнять запасы категории А, подсчитанные по российской классификации. Кроме того, к доказанным запасам можно отнести запасы в области дренирования действующих добывающих скважин (разрабатываемые отдельными скважинами) в районе запасов категории В₁);
- вероятные (условно P50) – запасы, которые будут извлечены после изменения схемы расположения скважин при применении режима заводнения или после применения методов вторичной добычи, или работ на скважине, что требует дополнительного времени или определенных исследований и опытно-промышленных работ. Достоверность добычи вероятных запасов должна составлять более 50 %. К вероятным запасам относятся суммарные запасы категории А и В₁. Помимо запасов разрабатываемых месторождений, к вероятным запасам условно можно отнести запасы разведываемых месторождений категории С₁. Это противоречит концепции классификации SPE, в которой запасы категории С₁ и С₂ характеризуются как ресурсы, однако для отдельных месторождений возможно применение данного подхода в

зависимости от степени изученности месторождения, сложности геологического строения, разбуренности участка и т.д.;

– возможные (условно Р10) – включают применение неотработанных технологий, бурение на площадях месторождений, которые в текущий момент считаются нерентабельными, либо на месторождениях, расположенных вдали от имеющихся объектов инфраструктуры (трубопроводов), и в текущий момент не рассматриваются планы по обеспечению доступа к этим месторождениям. Возможные запасы имеют 10 % шансов быть добытыми. К возможным запасам отнесены суммарные запасы категории А, В₁ и В₂. В отдельных случаях на разведываемых месторождениях (на законсервированных разбуренных месторождениях, на месторождениях, которые не разрабатываются по причине отсутствия инфраструктуры и т.п.), суммарные запасы категории С₁ и С₂ также можно отнести к возможным запасам (условно Р10) (рис. 1, 2) [3, 4].

На участках недр, не имеющих открытые месторождения, обосновывается ресурсная база вероятностным методом для перспективных подготовленных структур (потенциальных залежей углеводородного сырья), на которых планируется поисково-оценочное бурение. Запасы разведываемых месторождений (в российской классификации запасы С₁, С₂), характеризующихся слабой изученностью, сложным геологическим строением, открытых единственной скважиной и т.д., также можно рассчитывать вероятностным методом (рис. 1, 2).

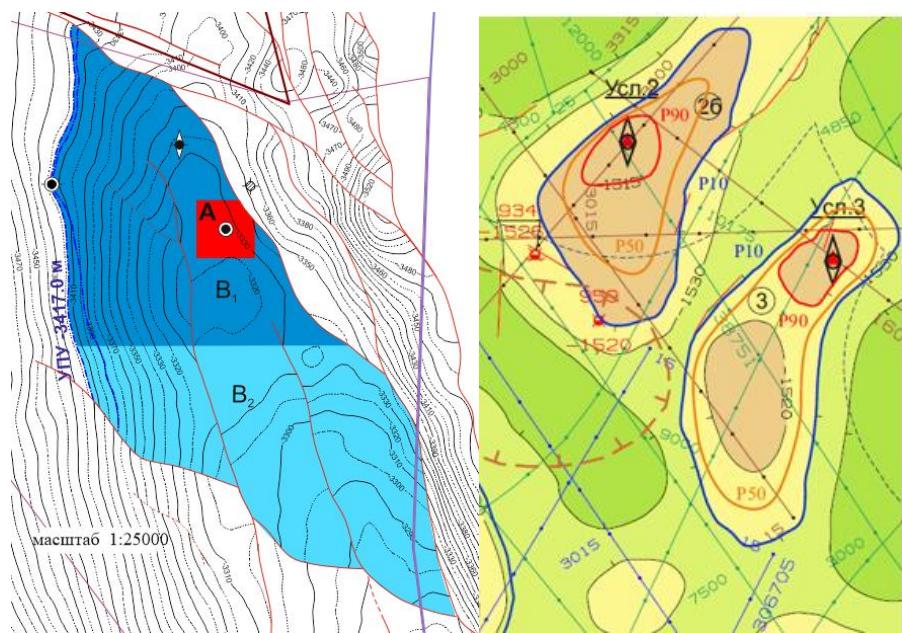


Рисунок 1 – Пример выделения вероятностных запасов (ресурсов):
а – структурная карта с категориями запасов B_1 и B_2 согласно утвержденной
российской классификации и вероятностными запасами P90, P50, P10
(разрабатываемое месторождение); б – структурная карта с выделением
вероятностных категорий ресурсов на подготовленных структурах

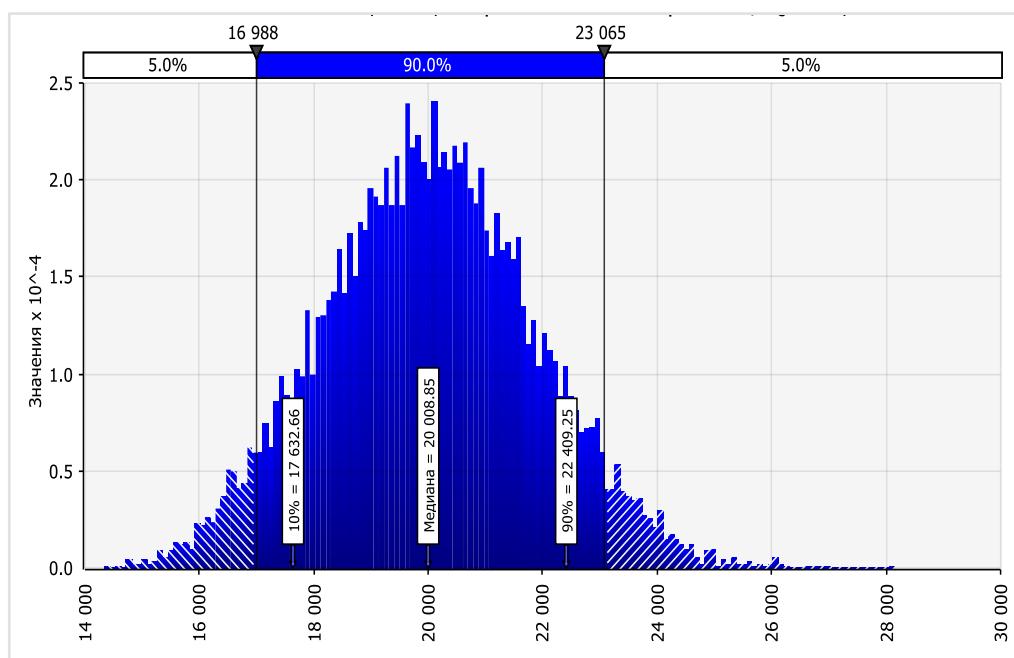


Рисунок 2 – Пример гистограммы распределения вероятностных геологических запасов (ресурсов)

Для более достоверной оценки перспективных подготовленных структур вводится коэффициент вероятности геологического успеха, включающий в себя наличие и заполняемость ловушки, эффективность коллектора, наличие и эффективность покрышки, наличие и зрелость нефтематеринских пород, пути миграции. Вероятность оценивается от 0,1 до 1 доли ед. по категориям: 1 – точно (доказано); 0,9 – почти точно (очень низкий риск); 0,8 – весьма вероятно (очень низкий риск); 0,7 – вероятно (низкий риск); 0,6 – относительно вероятно (низкий риск); 0,5 – равновероятно (50 %); 0,4 – относительно маловероятно (высокий риск); 0,3 – маловероятно (высокий риск); 0,2 – весьма маловероятно (очень высокий риск); 0,1 – почти невозможно (очень высокий риск); 0 – невозможно (доказано). Вероятность геологического успеха оценивается перемножением вероятностей перечисленных параметров.

Для открытых, разрабатываемых и частично разведываемых месторождений применяется детерминистический метод оценки, сопоставляемый с западной классификацией запасов.

На основании полученных вероятностных запасов (ресурсов) углеводородов рассчитываются технологические показатели вариантов разработки на основе методики ТатНИПИнефти, выполняется обоснование планов добычи углеводородов и объемов буровых работ. В дальнейшем разрабатываются рекомендации по вариантам обустройства, утилизации попутного нефтяного газа и сдаче подготовленной нефти, определяются объекты сбора, подготовки и транспорта нефти, проводятся гидравлические расчеты трубопроводов систем нефтесбора, поддержания пластового давления и напорных нефтепроводов, оцениваются капитальные затраты на обустройство. На основе полученных вариантов разработки и обустройства с учетом ценовых и затратных показателей выполняется ТЭО эффективности проекта.

Подготовленный отчет, включающий описание и полученные результаты по всем этапам выполнения ТЭО, направляется для принятия решения о вхождении в проект.

В 2021 г. в качестве геологических объектов исследования рассмотрено значительное количество активов, расположенных за пределами РФ.

В пределах Российской Федерации рассмотрены участки на территории Астраханской, Иркутской, Калининградской, Оренбургской, Ростовской, Самарской, Саратовской, Сахалинской, Свердловской и Тюменской областей, Республик Башкортостан, Бурятии, Коми и Сахи, Пермского, Красноярского и Ставропольского краев, полуострова Таймыр, Ненецкого, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

По большей части участков выполнены верхнеуровневые ТЭО целесообразности приобретения активов (рис. 3).

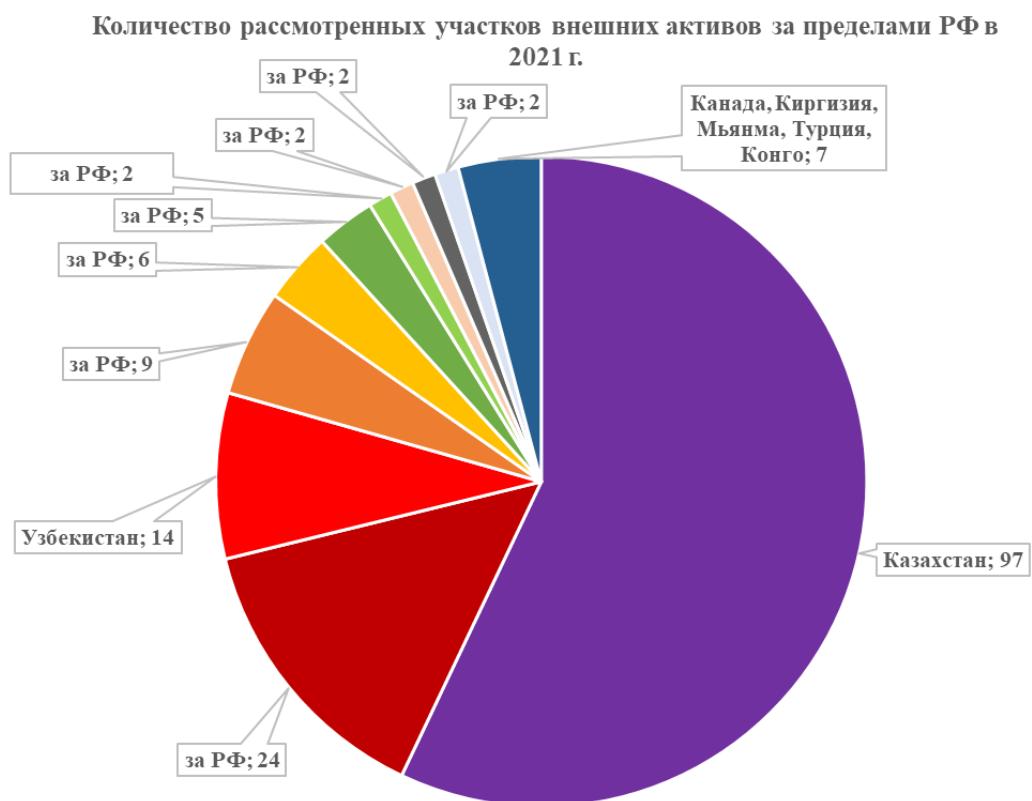




Рисунок 3 – Количество рассмотренных участков за пределами деятельности компании в разрезе страны и за рубежом

Выход с целью геологического изучения на территории за пределами Республики Татарстан с 2006 г. позволил расширить сотрудничество с другими странами, создать дополнительные рабочие места, нарастить ресурсную базу компании на 190 млн т нефтяного эквивалента. Накопленная добыча на участках за пределами республики составила около 5 млн т.

Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика» ; под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М. ; Тверь, 2003. – 260 с.
2. Об утверждении Методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 № 477 : распоряжение Министерства природных

ресурсов и экологии РФ от 01.02.2016 № 3-р : ввод в действие с 01.02.2016. – М. : Роснедра, 2016. – 32 с.

3. Risk Analysis: Project ECE-S 521 Probability and Random Variables 2010 Submitted by ChetanRao; Report on application of Probability in Risk Analysis in Oil and Gas Industry.

4. Kelliher C.F., Mahoney L.S. Using Monte Carlo simulation to improve long-term investment decision // The Appraisal Journal. – 2000. – № 1. – Р. 44–56.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ ВОВЛЕЧЕНИЯ В АКТИВНУЮ РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Л.А. Енгалыч, И.А. Мухаметшин

(«Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»)

На сегодняшний день значительная доля запасов в ПАО «Татнефть» сосредоточена в осложненных условиях, в первую очередь в коллекторах с ограниченными барьерами до водонасыщенных пластов. Традиционные технологии гидроразрыва (ГРП) в данных объектах не проводятся по причине риска обводнения продукции. Также одним из технологических вызовов в компании является повышение продуктивности в низкопроницаемых и некондиционных коллекторах. Как правило, эффективность работ в них низкая, что связано в первую очередь с высоким влиянием полимеров, поступающих в пласт при обработке.

Учитывая недостатки гуаро-боратной жидкости ГРП, обработка ею проблемных пластов (продуктивных объектов, разделенных от водонасыщенных пластов слабыми перемычками) может быть рискованной и недостаточно эффективной из-за обводнения продукции.

При работе в подобных условиях зачастую возникает необходимость в применении дополнительных способов контроля формы трещины, позволяющих предотвратить прорыв в нижележащие водоносные пласти, а также дающих возможность стимулировать большую площадь низкопроницаемого пласта-коллектора.

Кроме того, перспективные запасы нефти, залегающие в коллекторах с ограниченными перемычками до водоносных пластов, для месторождений ПАО «Татнефть» составляют более 5 млн т. Разработка и применение маловязких жидкостей ГРП на безгуаровой основе даст возможность добывать значительные объемы нефти, при этом игнорируя представленные ограничения.

Именно по этой причине для решения представленных проблем и минимизации вероятности прорыва воды при проведении ГРП в коллекторах с ограниченными перемычками до водоносных пластов (рис. 1) вместо базовых систем жидкости на гуаровой основе предлагается применение одного из новейших методов стимуляции с использованием маловязких систем жидкости (МВЖ). Применение маловязких безгуаровых систем, обладающих достаточными вязкостными и реологическими характеристиками, даст возможность удержаться в целевом объекте, одновременно обеспечив достаточную песконесущую способность, и повысить продуктивность пластов, находящихся в непосредственной близости от водонасыщенных коллекторов без риска обводнения.

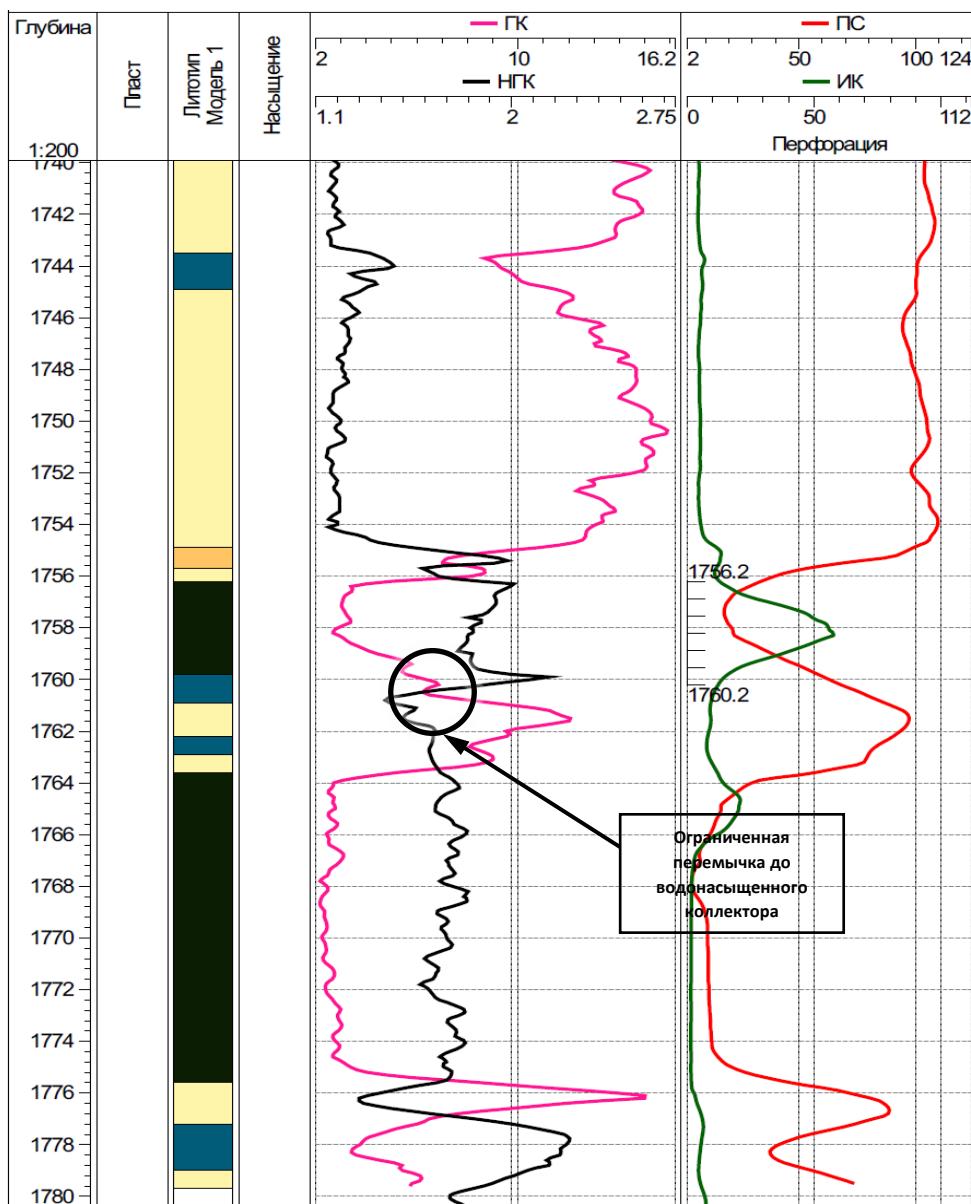


Рисунок 1 – Скважина с ограниченным барьером
до водонасыщенного пласта

Так, например, применение ксантановых систем при ГРП в различных скважинных условиях на объектах ПАО «Татнефть» началось в 2018 г. На рис. 2 представлена динамика работы скв. 20230, на которой работы были проведены в декабре 2018 г.

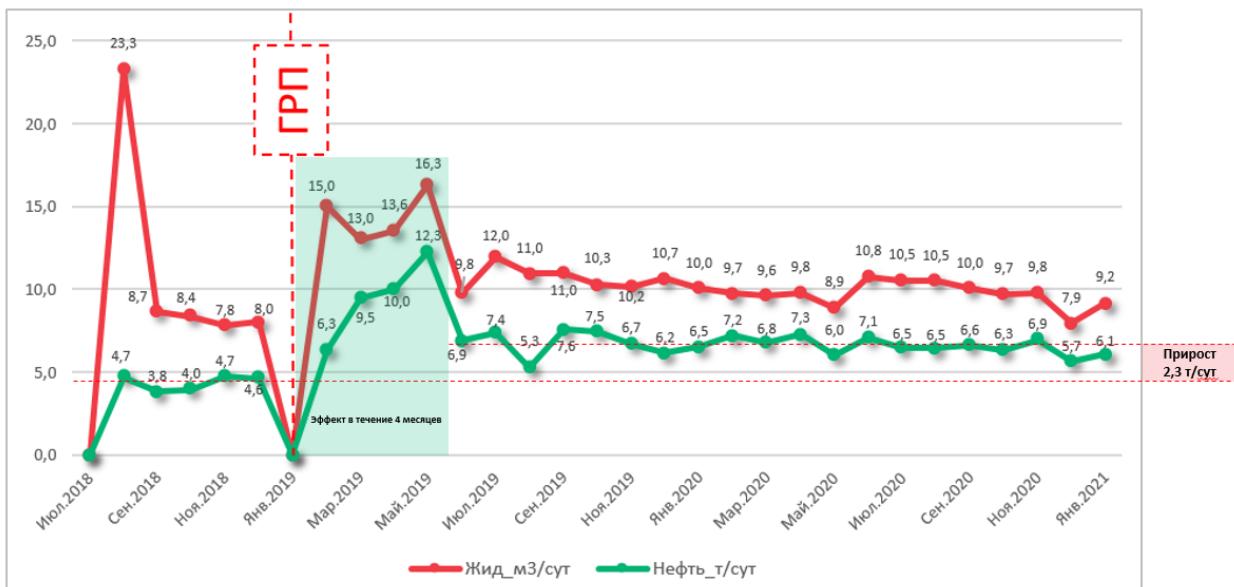


Рисунок 2 – Динамика работы скв. 20230 до и после проведения ГРП с применением ксантановых систем

По результатам проведенных работ получено приращение продуктивности без роста обводненности. При этом виду того, что конечная концентрация пропанта достигала невысоких значений (не превышала 500–600 г/м³), эффект от обработок был непродолжительным. Кроме того, на большом количестве скважин произошли осложнения в виде «стопов» из-за низкой песконесущей способности. Из этого следует, что использование безгидравлических жидкостей возможно, но с большими ограничениями, рисками получения осложнений и меньшей эффективностью.

С учетом значительного потенциального фонда скважин с близкорасположенными обводненными коллекторами специалистами УГТМ было инициировано открытие исследовательской работы с разработкой и испытанием новой усовершенствованной рецептуры жидкости разрыва с использованием маловязких полимерных систем.

По результатам проведенных исследований и лабораторных испытаний была сформирована база исходных компонентов для создания МВЖ. На основании научно-технической и патентной информации по применению

химических продуктов и материалов по жидкостям ГРП для разработки состава МВЖ были определены необходимые группы реагентов.

Кроме того, были установлены оптимальные концентрации компонентов состава биополимер-волокнистых систем с волокнами различного типа, соответствующие по целевым показателям (вязкость и удерживающая способность). Выявлены оптимальные концентрации компонентов составов синтетических полимер-волокнистых систем с волокнами ПМК, а также разработаны несколько вариантов составов МВЖ, соответствующие по целевым показателям (вязкость и удерживающая способность), % (по массе). По результатам лабораторных исследований получен патент на изобретение (RU 2737605 «Состав для гидравлического разрыва пласта»).

Отличительной особенностью новой системы МВЖ от отечественных и западных аналогов является высокая песконесущая способность жидкости разрыва, низкий коэффициент трения по стенке скважины, а также высокая сопротивляемость фильтрации внутри пласта за счет специального способа сшивки. Новый сшиватель основан на чрезвычайно сложной системе переходных металлов, таких как магний и цинк, которая усиливает поперечные межмолекулярные связи, обеспечивая высокие потребительские свойства жидкости. С ней жидкость приобретает неньютоновские свойства во время воздействия на неё внешними силами. При этом она незначительно изменяет рабочий диапазон вязкости (60–150 сПз). В результате мы получаем рабочую жидкость, способную, в отличие от известных аналогов, нести в себе высокие концентрации пропанта: 800–900 кг/м³ против 500–600 кг/м³ у аналогов. Кроме того, изменение структуры жидкости позволяет улучшить контроль утечек без значительного роста трещины в высоту. Также при применении данной технологии достигается низкий процент кольматации полученной трещины (более чем в два раза).

Рассмотрим и сравним результаты, полученные после применения нового состава МВЖ при ГРП и ГРП с использованием ксантана.

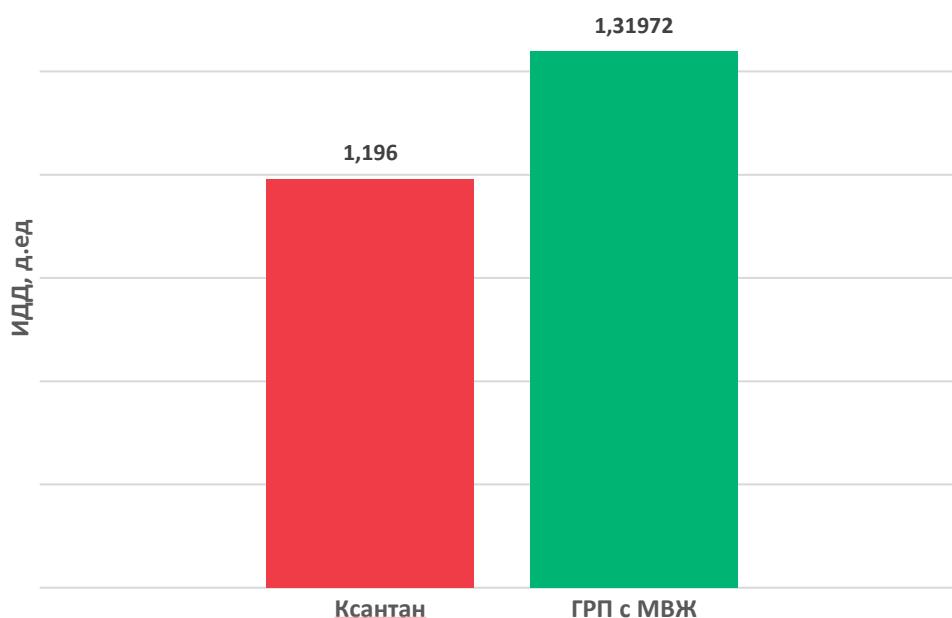


Рисунок 3 – ИДД при ГРП с использованием ксантана и ГРП с МВЖ

Проведение ГРП с применением нового состава МВЖ привело к увеличению прироста дебита нефти (на 45 %) при незначительном росте затрат (на 10 %). При этом показатель ИДД также увеличился и составил 1,31972 доли ед.

Таким образом, проанализировав результаты опробования нового состава, можно сделать вывод, что применение МВЖ позволяет значительно снизить риск прорыва воды (т.к. появилась возможность контроля роста трещины в высоту), а также получить хороший прирост дебита нефти после ГРП. Кроме того, результаты в виде низкого процента кольматации полученной трещины при применении МВЖ позволяют обойти существенный недостаток жидкостей на основе гуара в виде наличия нерастворимых осадков, которые блокируют часть порового пространства и уменьшают проницаемость пропантной пачки и породы.

Как итог – применение данного вида сшивателя позволяет получить трещину с более совершенными геометрическими параметрами: ограниченной по высоте и максимальной длиной (до 120–150 м полулуны). Это в значительной степени минимизирует риски прорыва и обводнения добываемой продукции. Также применение более совершенных рецептур позволяет эффективно проводить стимуляцию низкопроницаемых и некондиционных по своим параметрам коллекторов. Предложенные решения дают возможность производить стимуляцию скважин и получать приток с пластов, ранее считавшихся технологически осложненными и рискованными либо нерентабельными.

**ПРОБЛЕМЫ ИЗУЧЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ КАРБОНАТНОГО
ДЕВОНСКОГО КОМПЛЕКСА МЕТОДАМИ
ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН
НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

А.П. Бачков (ПАО «Татнефть»),
Р.М. Хабипов («Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»),
В.Г. Базаревская, О.Г. Гибадуллина, Р.Р. Абусалимова, А.Ф. Иксанова,
М.Ф. Саптарова, О.А. Исаева (ТатНИПИнефть)

Многие нефтяные компании сталкиваются с проблемой высокой выработанности запасов нефти и ухудшением их структуры. Одним из основных направлений деятельности ПАО «Татнефть» на современном этапе является детальное изучение нетрадиционных объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ). В качестве таких объектов на территории Республики Татарстан рассматриваются в том числе доманиковые отложения, охватывающие интервал разреза от кровли заволжского надгоризонта до подошвы саргаевского горизонта включительно. Отложения со значительным содержанием органического вещества (ОВ) с низкой пористостью и

проницаемостью являются как нефтематеринскими, так и нефтепроводящими породами.

Доманиковые отложения представляют собой пояс, который тянется вдоль Урала с севера на юг от Печорского моря до Прикаспийской синеклизы (рис. 1).

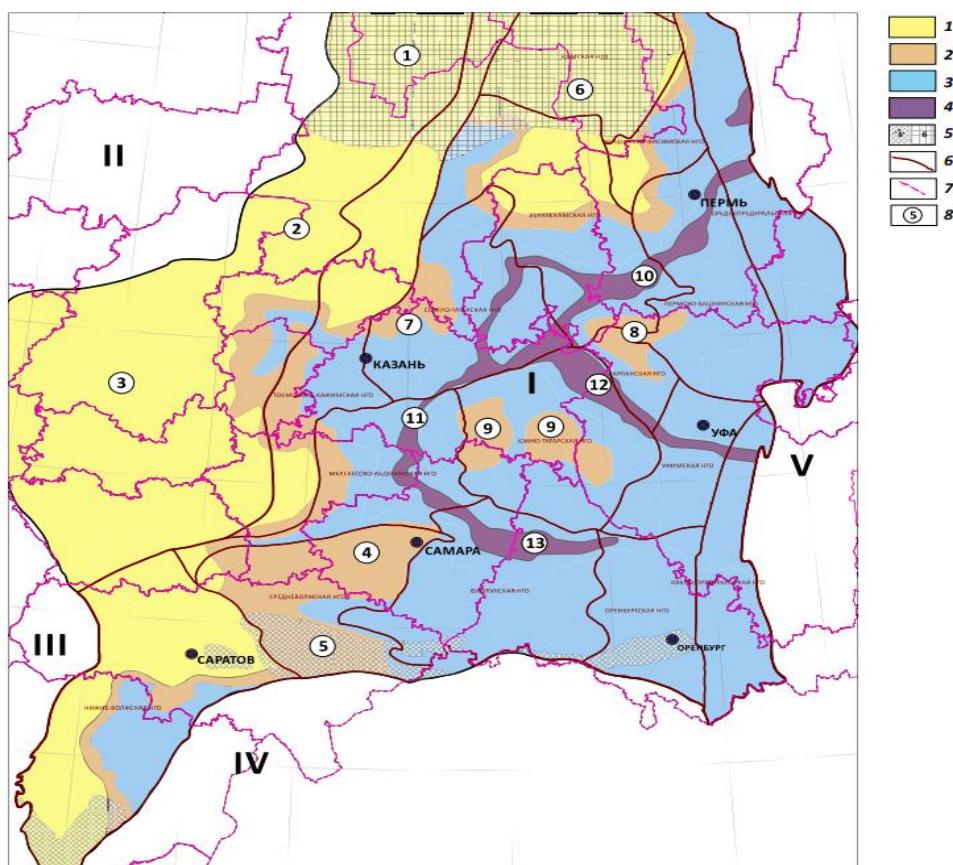


Рисунок 1 – Зоны развития отложений доманикового типа (1–5):

1 – отсутствие отложений доманикового типа, 2 – в семилукском и мендымском горизонтах верхнего девона и фрагментарно в межрифтовых проливах от семилукского до данково-лебедянского горизонтов верхнего девона, 3 – от семилукского до данково-лебедянского горизонтов верхнего девона, 4 – от семилукского горизонта верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона, 5 – отсутствие отложений семилукского и мендымского горизонтов (а), фаменского яруса (б); границы (6,7): 6 – НГО, 7 – административные; 8 – палеосводы (1–9): 1 – Сыктывкарский, 2 – Котельнический, 3 – токмовский, 4 – Жигулевский, 5 – Пугачевский, 6 – Камский, 7 – Северо-Татарский, 8 – Башкирский, 9 – Южно-Татарский; палеопрогибы Камско-Кинельской системы (10–13): 10 – Нижнекамский, 11 – Усть-Черемшанский, 12 – Актаныш-Чишминский, 13 – Муханово-Ероховский; I – Волго-Уральская антеклиза; II – Московская синеклиза; III – Воронежская антеклиза; IV – Прикаспийская синеклиза; V – складчатая система Урала

Возможность прироста запасов углеводородов из доманиковых отложений Волго-Уральского и Тимано-Печорского бассейнов становится очевидной и подтверждается промышленными притоками нефти из тех горизонтов, которые ранее не относились к продуктивным.

Нефтепроявления в доманиковых отложениях франско-фаменского возраста на территории РТ были выявлены попутно в процессе бурения на нижезалегающие терригенные девонские отложения еще в 1950-х гг. При опробовании интервалов доманикового разреза в те годы были получены неоднозначные результаты: дебиты нефти в соседних скважинах могли изменяться в очень широком диапазоне (от 0,05 до 96 т/сут). Кроме того, отмечалась интересная особенность: зачастую в скважинах, пробуренных в непосредственной близости от скважин, давших нефть при опробовании, притоки нефти отсутствовали. Это свидетельствует о том, что притоки нефти были получены в случаях попадания скважин в зону естественной трещиноватости доманиковых пород, а также о ячеистом строении естественных зон трещиноватости.

В ПАО «Татнефть» поиску и изучению залежей нефти, приуроченных к доманиковым отложениям, с каждым годом уделяется все большее внимание, однако при этом возникает ряд проблем (рис. 2).

В первую очередь необходимо отметить, что выделение нефтенасыщенных интервалов, расчет фильтрационно-ёмкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов производится по стандартной методике интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) «Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан» (1999). Настоящий стандарт устанавливает порядок определения параметров продуктивных пластов на нефтяных месторождениях РТ при автоматизированной обработке и интерпретации ГИС (АСОИГИС), а также при переобработке данных ГИС старого фонда скважин.

Нетрадиционные запасы углеводородов

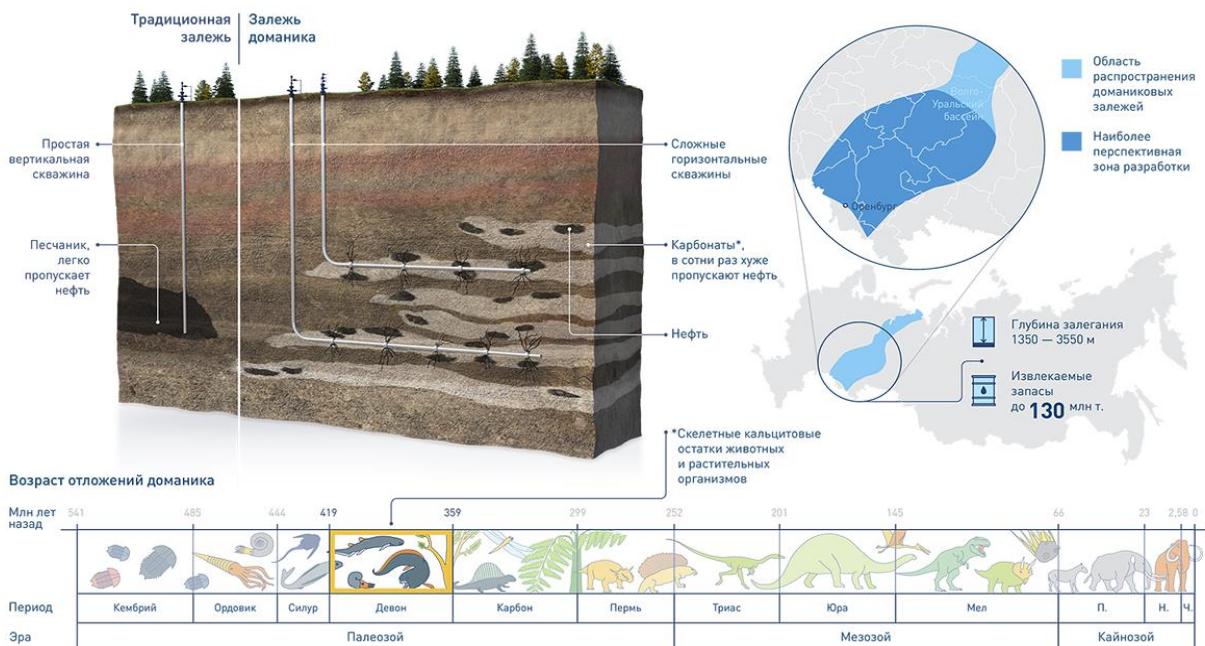


Рисунок 2 – Доманиковые залежи

На данный момент не существует утвержденных стандартов и классификаторов для интерпретации ГИС в отложениях, содержащих ТРИЗ.

Следующий момент, который необходимо отметить: основной фонд скважин на месторождениях РТ пробурен в период до 70-х гг. прошлого столетия. Работа со старым фондом скважин вызывает определенные трудности, такие как ограниченный комплекс ГИС, низкая изученность детальными геофизическими исследованиями в масштабе глубин 1:200, использование несерийной, неэталонированной аппаратуры радиоактивного каротажа, которая существенно затрудняет, а зачастую и вовсе делает невозможным расчет пористости пластов.

Также одной из проблем является весьма сложный тип геологического строения карбонатных коллекторов. Сильная геолого-литологическая расчлененность карбонатных пород, неоднородность их фильтрационно-емкостных параметров, обусловленная сложным строением пустотного пространства, а также неблагоприятные свойства нефти обуславливают те неоднозначности, которые неизбежно возникают в процессе выделения

пластов-коллекторов в разрезе доманиковой толщи и оценке характера их насыщения (рис. 3).

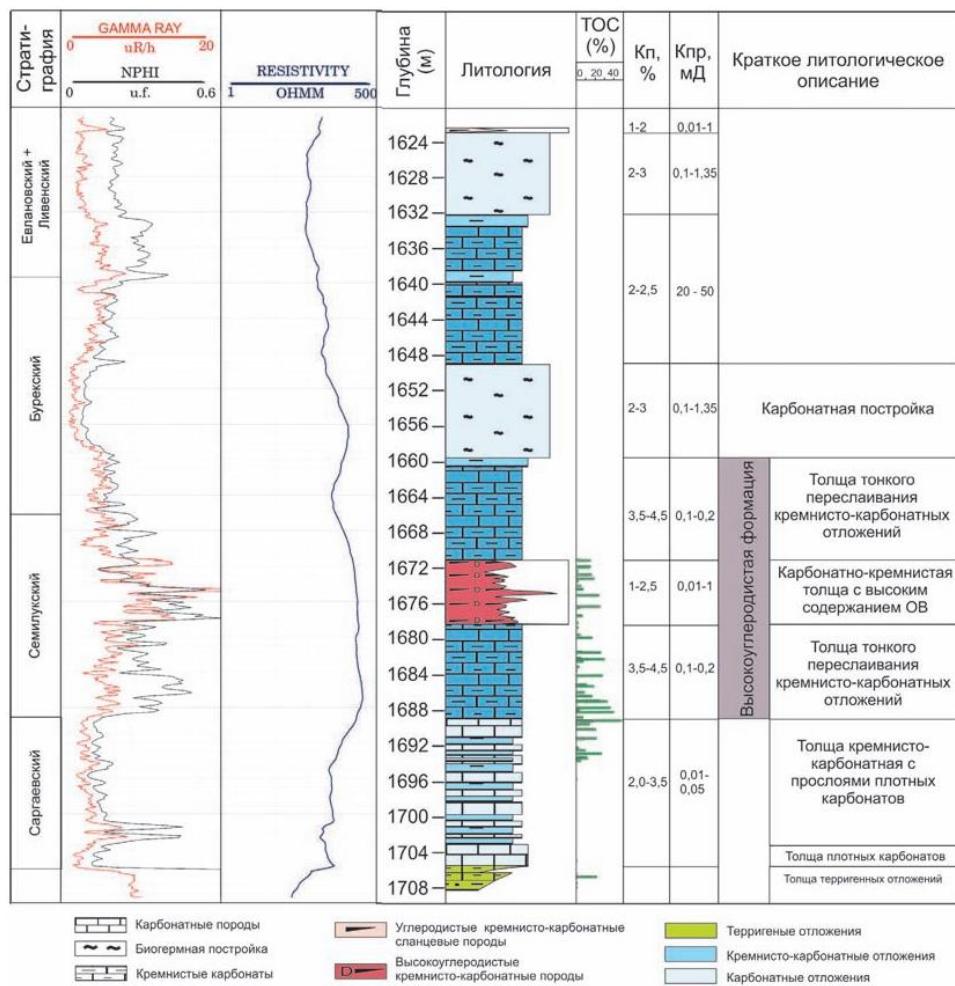


Рисунок 3 – Строение разреза высокоуглеродистой доманиковой формации Волго-Уральского бассейна

Для уверенного выделения пластов-коллекторов и получения более точных результатов интерпретации в разрезе доманиковых отложений необходимо применение расширенного комплекса ГИС. Использование в комплексе таких методов, как С/О каротаж с ИННК и ГКС, АКШ, позволяет с достаточной достоверностью оценивать минеральный состав и ФЕС карбонатных пород. В перспективных интервалах, выделенных по промыслово-геофизическим данным и по результатам геохимических исследований, рекомендуются исследования КИИ, отбор керна и образцов СКО.

Как уже упоминалось, в разрезе доманиковой толщи неоднозначно решается задача разделения пластов-коллекторов по характеру насыщения. Поскольку карбонатные породы обладают хорошо развитой трещиноватостью, в процессе бурения скважин наблюдается формирование глубоких зон проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Чтобы избежать влияния искажающих проникновений, рекомендуется проведение промежуточных каротажей.

Как известно, далеко не всегда измеряемые геофизические параметры отражают истинные свойства пластов, поэтому при изучении доманиковых отложений полученные данные интерпретации необходимо анализировать в комплексе с результатами исследований прямыми методами определения нефтеносности, такими как отбор и исследования керна, ИПТ, СКО.

Анализ результатов лабораторных исследований керна дает ценную информацию о литологии и ФЕС доманиковых отложений (рис. 4).



Рисунок 4 – Нефтепроявления по керну доманиковых отложений

Для повышения эффективности комплекса ГИС, применяемого при исследовании доманиковых отложений, можно рекомендовать проведение опытно-методических работ с использованием расширенного комплекса ГИС, включающего, кроме традиционных методов (КВ, МКЗ, стандартные электро- и радиометрия), многозондовые БК и ИК (например ВИКИЗ), спектральный ГК (ГК-С), плотностной ГГК (или лито-плотностной каротаж ГГК-ЛП), ИНК (ИННК), широкополосный АК (АКШ) и ЯМК (рис. 5). Необходимо отметить, что более эффективным является проведение измерения БК и МБК со сменой пресной промывочной жидкости на минерализованную и обратно.

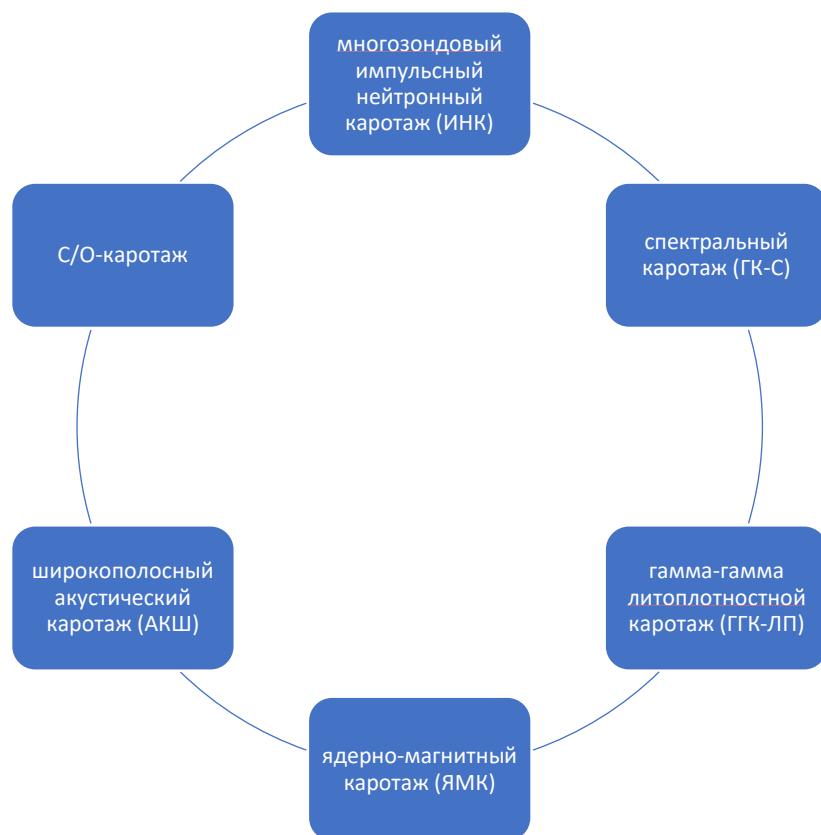


Рисунок 5 – Расширенный комплекс ГИС

Исследования указанным расширенным комплексом ГИС целесообразно проводить в режиме опытно-методических работ (ОМР). Наибольший эффект от ОМР возможно получить при условии высокого отбора керна (допускающего надежную его привязку к разрезу) и осуществления широкого комплекса лабораторных исследований для:

- определения детального литологического, минералогического и химического состава пород, включая компоненты глинистости; содержания битумов, ОВ, плотности; содержания радиоактивных элементов в породе и ее компонентах по данным гамма-спектрометрии; содержания аномальных поглотителей нейтронов по данным нейтронного активационного анализа;
- изучения основных геофизических параметров пород (интервальное время прохождения волн, электрическое сопротивление образцов при различном их насыщении).

Особой задачей является оценка параметров важнейших компонентов пород, определяющих показания методов ГИС (радиоактивность, водородосодержание, плотность и т.п.).

В ПАО «Татнефть» работы, направленные на изучение доманиковых отложений, ведутся начиная с 2012 г. Их целью является выявление нефтеперспективных интервалов в отложениях доманиковой толщи и их освоение с применением различных методов воздействия на пласт, если это необходимо. При получении положительного результата выполняется подсчет запасов и постановка их на баланс, в том числе по льготной категории. Далее осуществляется передача в блок РИД для разработки залежей нефти.

На основании вышеизложенного можно рекомендовать проведение следующих исследований в скважинах:

- исследования современными методами: ГК-С, многозондовый импульсный нейтронный каротаж (ИНК, ИННК), гамма-гамма литоплотностной каротаж (ГГК-ЛП), электрическое и акустическое сканирование, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК);
- проведение МСI, MPAL;
- бурение скважин с горизонтальным стволом;
- проведение ОПР, в том числе с воздействием на пласты (ГРП, ОПЗ);
- дополнительный отбор керна;

- специальные исследования керна (геохимические, пиролитические и т.д.);
- разработка новых и совершенствование имеющихся технологий стимуляции плотных доманиковых отложений.

Методика интерпретации ГИС в отложениях, содержащих трудноизвлекаемые запасы, является очень актуальным вопросом. Наличие материалов расширенного комплекса ГИС достаточного количества скважин и результатов исследований прямыми методами, возможно, поможет продвинуться в данном направлении и в будущем будет способствовать решению вопросов достоверности выделения и оценки коллекторов, выделению зон трещиноватости, создания методики.

КАРОТАЖ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ (LWD) В ООО «ТНГ-ГРУПП»: СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

С.В. Горшенина, М.Я. Аглиуллин, А.А. Гредюшко

(НТУ ООО «ТНГ-Групп»),

М.В. Лукашов (ООО «ТНГ-Геонавигация» ООО «ТНГ-Групп»)

Известно, что потребности в углеводородном сырье, отсутствие надежной альтернативы нефти и газу как топливу требуют совершенствования технологий по извлечению разведанных запасов. И с этой точки зрения, горизонтальные технологии являются более выгодными: бурение ГС и БГС ускоряет освоение новых нефтяных и газовых месторождений, снижает капиталовложения и уменьшает затраты. Применение горизонтальных технологий при разработке нефтяных месторождений сегодня стало практически повсеместным [1].

Эффективность их применения во многом определяется, во-первых, наличием геолого-гидродинамических моделей (ГГМ) месторождений, во-

вторых, точной навигацией скважин. Построение ГГМ позволяет определить все геолого-гидродинамические особенности продуктивных пластов и оптимальные участки бурения. Точная же навигация предполагает определение момента и координат входа в продуктивный пласт и проведение горизонтального ствола скважины на оптимальном расстоянии от его кровли, водонефтяного контакта и подошвы. Однако большой процент бурения наклонно направленных и горизонтальных скважин проводился до недавнего времени с точки зрения геофизики практически вслепую. Причиной этого являлось отсутствие геофизической информации в процессе бурения: применяемые телесистемы содержали только технологическую информацию, данные инклинометрии и иногда ГК [2].

Таким образом, каротаж в процессе бурения с получением максимально возможных геофизических параметров – это крайне востребованное направление на рынке геофизических услуг.

Надо отметить, ООО «ТНГ-Групп», уделяя большое внимание научно-исследовательским и опытно-конструкторским работам в области геофизических исследований бурящихся и действующих скважин, одним из важнейших прорывных направлений своей деятельности считает разработку и внедрение системы каротажа в процессе бурения (LWD). Цели создания такой системы – получение информации о скважине в режиме реального времени для оперативного управления бурением и повышение эффективности ГИС за счет исследования не затронутого внешними условиями пласта [3].

В ООО «ТНГ-Групп» начиная с 2015 г. идет разработка, изготовление и внедрение в производственном режиме модулей LWD в двух диаметрах: 120 и 178 мм. В состав комплекса системы каротажа в процессе бурения входят следующие модули: НКПБ (нейтронный каротаж); ЭКПБ (электрический каротаж); ЭМКПБ (электромагнитный каротаж), ГКИПБ (ГК + инклинометр) (рис. 1).

НЕЙТРОН-НЕЙТРОННЫЙ КАРОТАЖ (ННКПБ)



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ (ЭКПБ)

ИЗМЕРЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТРЕМЯ ЗОНДАМИ



ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ КАРОТАЖ (ЭМКПБ)

ИЗМЕРЕНИЕ ПРОВОДИМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД ТРЕМЯ ЗОНДАМИ.
МЕТОДОМ ИЗМЕРЕНИЯ СДВИГА ФАЗ МЕЖДУ ПРИЕМНЫМИ КАПУШКАМИ

Технические характеристики

- Канал связи – электромагнитный
- Протокол обмена – RS-485
- Диаметр модуля – 120 мм
- Длина модуля – 2500 мм
- Допустимое усилие на разрыв – 1000 кН
- Максимальный крутящий момент – 11 кН*м
- Питание модуля – автономное от блока аккумуляторов
- Время автономной работы – 250 часов
- Схема зонда – Г1-Г2-Г3-И1-И2



**МОДУЛЬ ГАММА КАРОТАЖА
И ИНКЛИНОМЕТРИИ (ГКИПБ)**

РЕГИСТРАЦИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ГАММА ИЗЛУЧЕНИЯ
ГОРНЫХ ПОРОД И ЗАМЕР ИНКЛИНОМЕТРИИ

Технические характеристики

- Канал связи – электромагнитный
- Протокол обмена – RS-485
- Диаметр модуля – 120 мм
- Длина модуля – 4000 мм
- Допустимое усилие на разрыв – 1000 кН
- Максимальный крутящий момент – 11 кН*м
- Питание модуля – автономное от блока аккумуляторов
- Время автономной работы – 250 часов

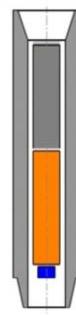


Рисунок 1 – Модули LWD разработки ООО «ТНГ-Групп»

В настоящий момент каротажные модули состыкованы с телесистемой ЗТС-42 ЭМ-М (электромагнитный канал связи). Проведены успешные опытно-промышленные работы по связке модулей с телесистемой Tensor (гидравлический канал связи) [4].

Для достоверной привязки к глубине данных, получаемых с модулей LWD, используется модуль измерения глубины на основе беспроводной системы сбора данных с технологических датчиков. Модуль позволяет однозначно проводить привязку «время – глубина – данные» и уменьшить дискретность глубины до 20 см.

Модули LWD предназначены для работы как отдельно, так и в связке с другими модулями в различном сочетании. Переданная информация регистрируется на поверхности и в режиме реального времени передается на удаленный веб-сервер. Также вся первичная информация сохраняется во внутренней флэш-памяти и считывается при подъеме модулей на поверхность.

Вариант компоновки низа бурильной колонны представлен на рис. 2.

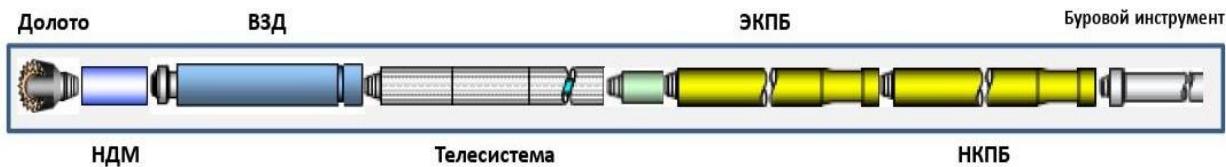


Рисунок 2 – Компоновка низа бурльной колонны с модулями LWD

Сравнение результатов каротажа этими модулями показало хорошую сходимость с результатами каротажа аппаратурой АМК-Г (рис. 3).

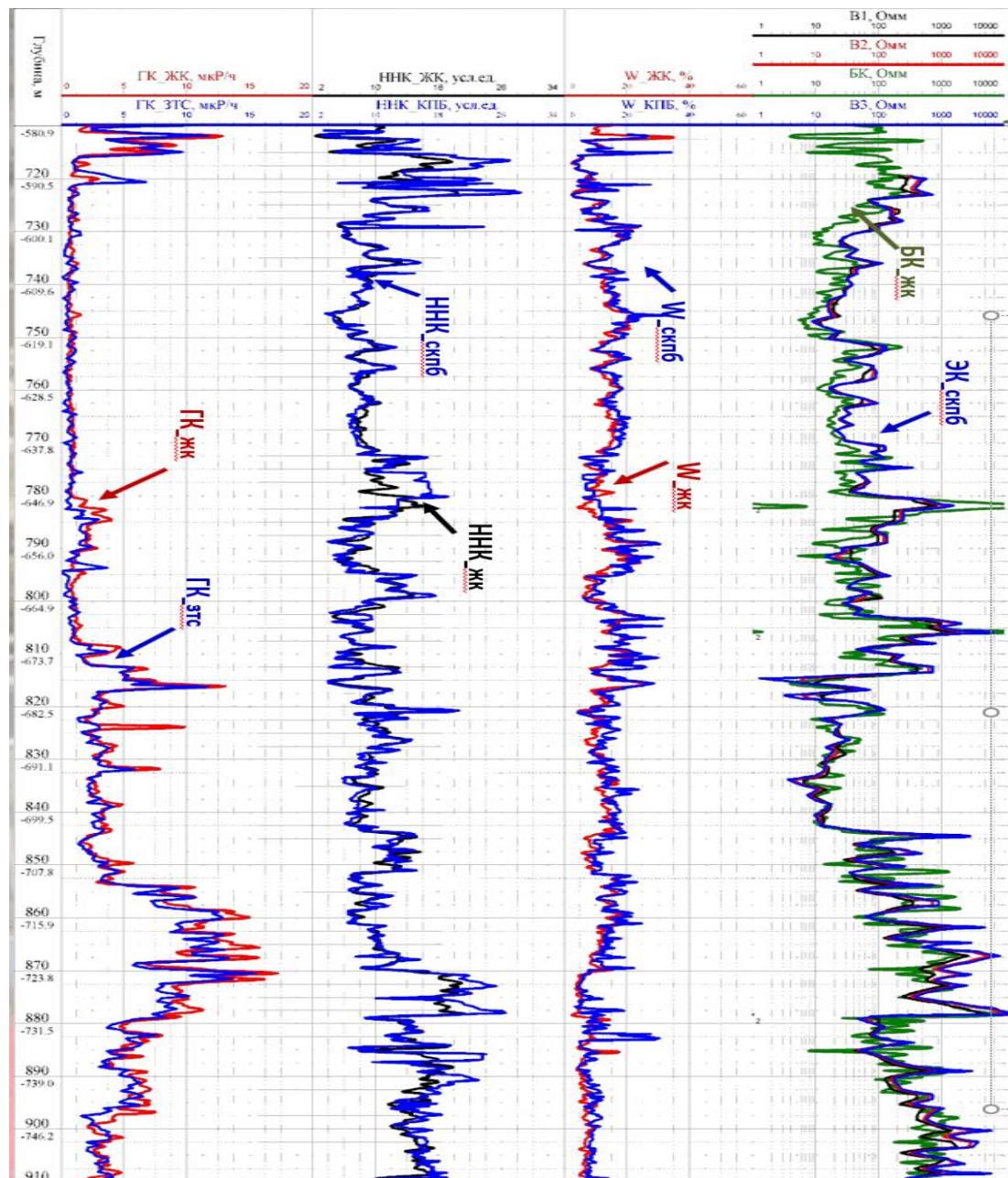


Рисунок 3 – Сравнение данных LWD (разработки ООО «ТНГ-Групп») с результатами каротажа комплексом на кабеле

Интересной и перспективной разработкой ООО «ТНГ-Групп» является наддолотный модуль (НДМ), который используется в наклонно направленном и горизонтальном бурении (рис. 4). Данный модуль расположен непосредственно около бурового долота, предназначен для измерения технологических и геофизических параметров в процессе бурения и передачи параметров через материнскую телесистему на поверхность. В настоящий момент разработан НДМ в диаметре 120 мм, работающий в связке с телесистемами «Тензор», «Таргет» (ООО «Петротул-НБ»). Пробурено около 20 скважин с использованием НДМ разработки ООО «ТНГ-Групп». НДМ измеряет следующие параметры: зенитный угол, ГК, частоту вращения долота, в обновленной версии – затрубное давление и осевую нагрузку.

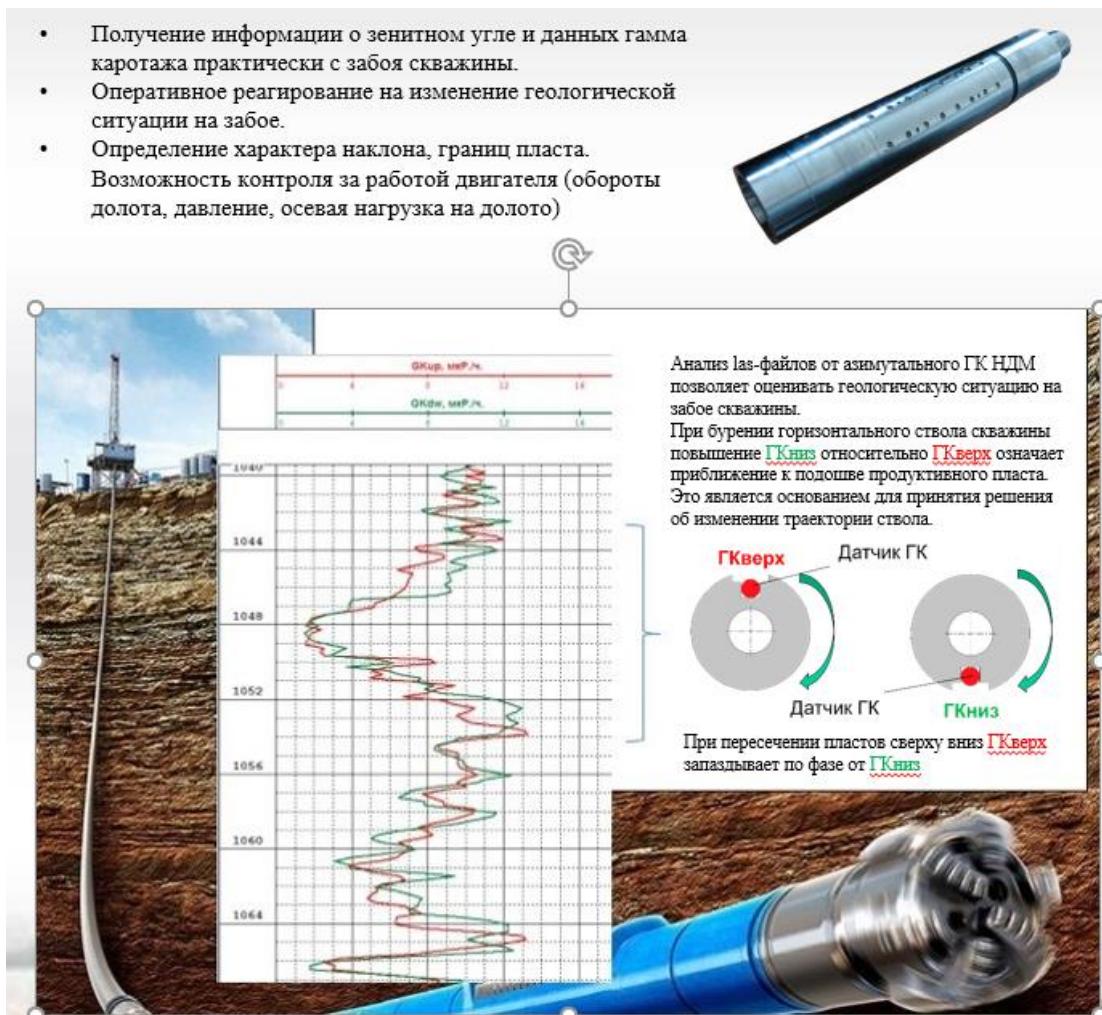


Рисунок 4 – Функции и схематичное представление работы НДМ

Все параметры записываются во внутреннюю память прибора и в режиме реального времени передаются в телесистему (рис. 5).

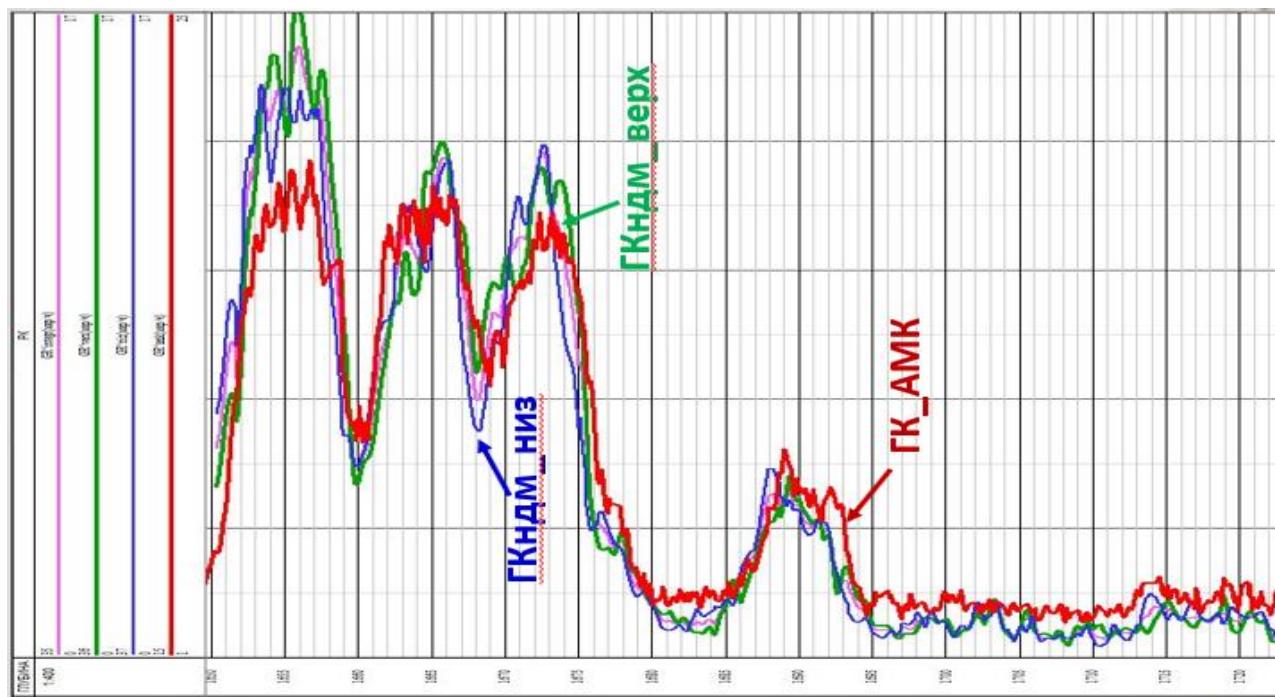


Рисунок 5 – Пример сравнения данных ГИС и НДМ

Анализ данных от азимутального ГК_НДМ позволяет оценивать геологическую ситуацию на забое скважины. При бурении ГС/БГС показания ГК_низ и ГК_верх относительно друг друга определяют приближение к подошве или кровле продуктивного пласта. Это является основанием для принятия решения об изменении траектории ствола и проводке по улучшенной части целевого пласта.

Наряду с работами по развитию собственных модулей каротажа в процессе бурения и их стыковки с имеющимся парком телесистем в ООО «ТНГ-Групп» приобретено альтернативное оборудование отечественной разработки. Это прибор высокочастотного индукционного каротажа и МРК (LWDxxx-2ННК-ГГКЛП) производства ООО НПП «Энергия». В настоящее время осуществляются коммерческие работы комплекса (индукционный каротаж + МРК (LWD120-2ннк-ггклп) в связке с телесистемой «Корвет», производства ООО «НПО Геомаш» (рис. 6).



Рисунок 6 – Модули LWD разработки НПП «Энергия»

Данным комплексом ООО «ТНГ-Геонавигация» работает на Камчатке на объектах «Газпром-Недра», также пробурено уже несколько скважин для ПАО «Татнефть». Сравнение результатов каротажа этими модулями показало хорошую сходимость с данными комплекса АМК-Г (рис. 7).

Что касается применения собственных разработок, то на сегодняшний день в ООО «ТНГ-Групп» уже накоплен достаточно большой опыт в плане проведения каротажа в процессе бурения и интерпретации его результатов – проведено более 50 опытно-промышленных работ и пробурено около 100 коммерческих скважин с модулями каротажа в процессе бурения и проработки скважин.

Создание принципиально нового комплекса приборов потребовало и разработки соответствующего программно-методического обеспечения, позволяющего регистрировать поступающий материал на поверхности, производить первичную обработку данных, решать прямые и обратные задачи ГИС с выходом на петрофизические параметры пород, вскрываемых ГС и/или БГС, и выдачей оперативного заключения в режиме онлайн и окончательного (по данным флеш-памяти) [5, 6].

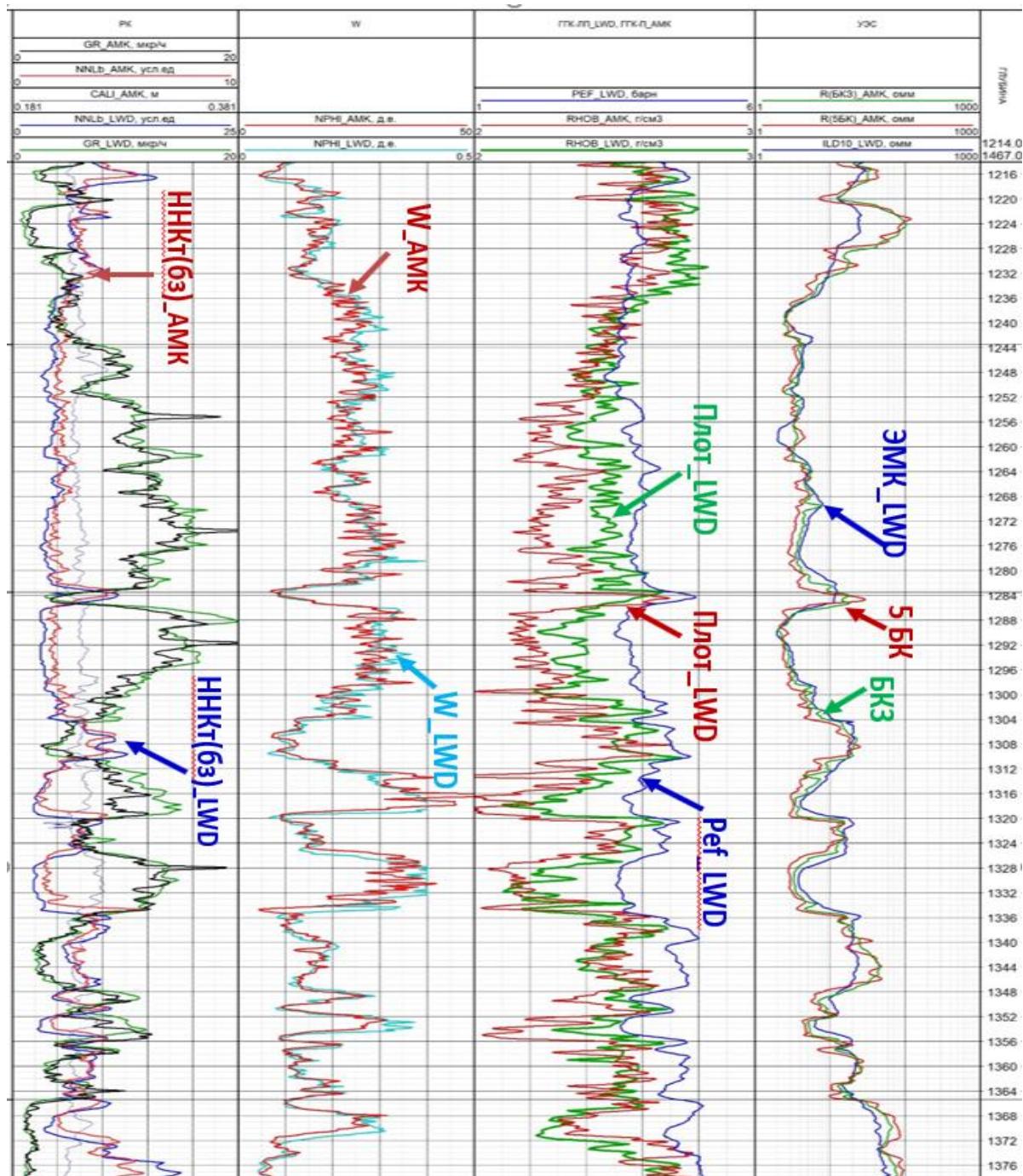


Рисунок 7 – Сравнение данных LWD (разработка НПП «Энергия»)
с данными АМК-Г

На сегодняшний день разработанное программно-методическое обеспечение (ПМО) каротажа в процессе бурения содержит:

- программно-методический комплекс GorizNavig [7] для построения мини-геологической модели участка бурения ГС или БГС (рис. 8, 9);

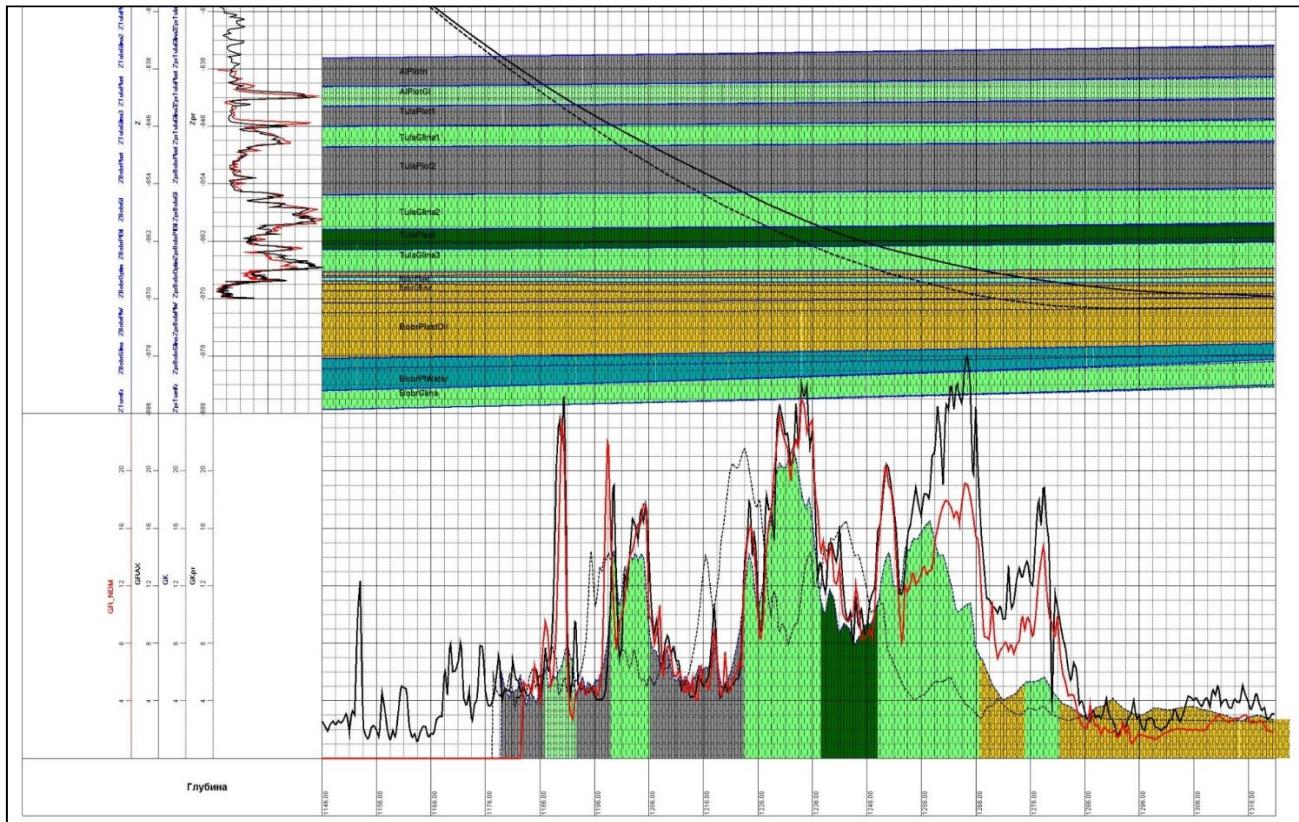


Рисунок 8 – Проводка ствола скважины с построением мини-геологической модели участка бурения ГС. Пласт с ВНК

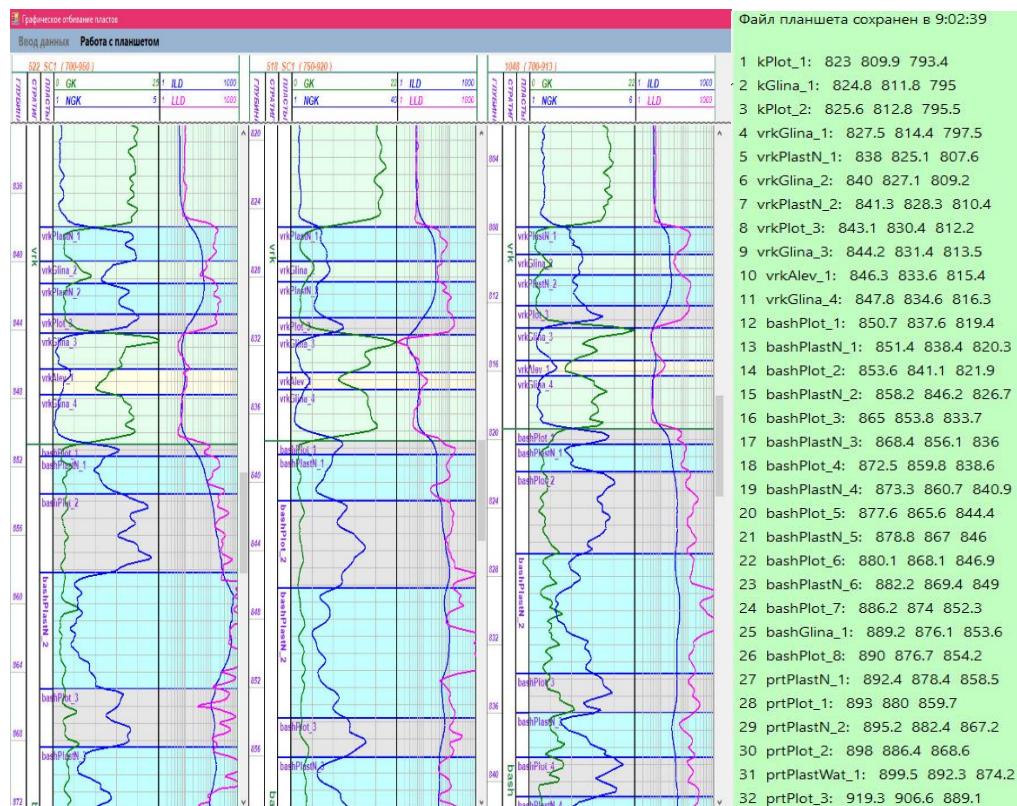


Рисунок 9 – Рабочее окно программы корреляции пластов по скважинам-соседкам для построения мини-геологической модели

- технологию расчета Кгл в условиях отсутствия опорных пластов (с привлечением данных скважин-соседок);
- ПМО обработки и привязки к глубине исходных данных СКПБ из флеш-памяти приборов;
- технологию расчета параметров ФЕС пластов по данным, полученным при СКПБ;
- единую технологию совместной эксплуатации ПМО комплекса GorizNavig и исходных данных СКПБ (в том числе с привлечением сейсмики) и их результатов обработки.

В этом ПМО есть возможность привлекать данные сейсмики для уточнения мини-геологической модели на участке бурения ГС или БГС (рис. 10).

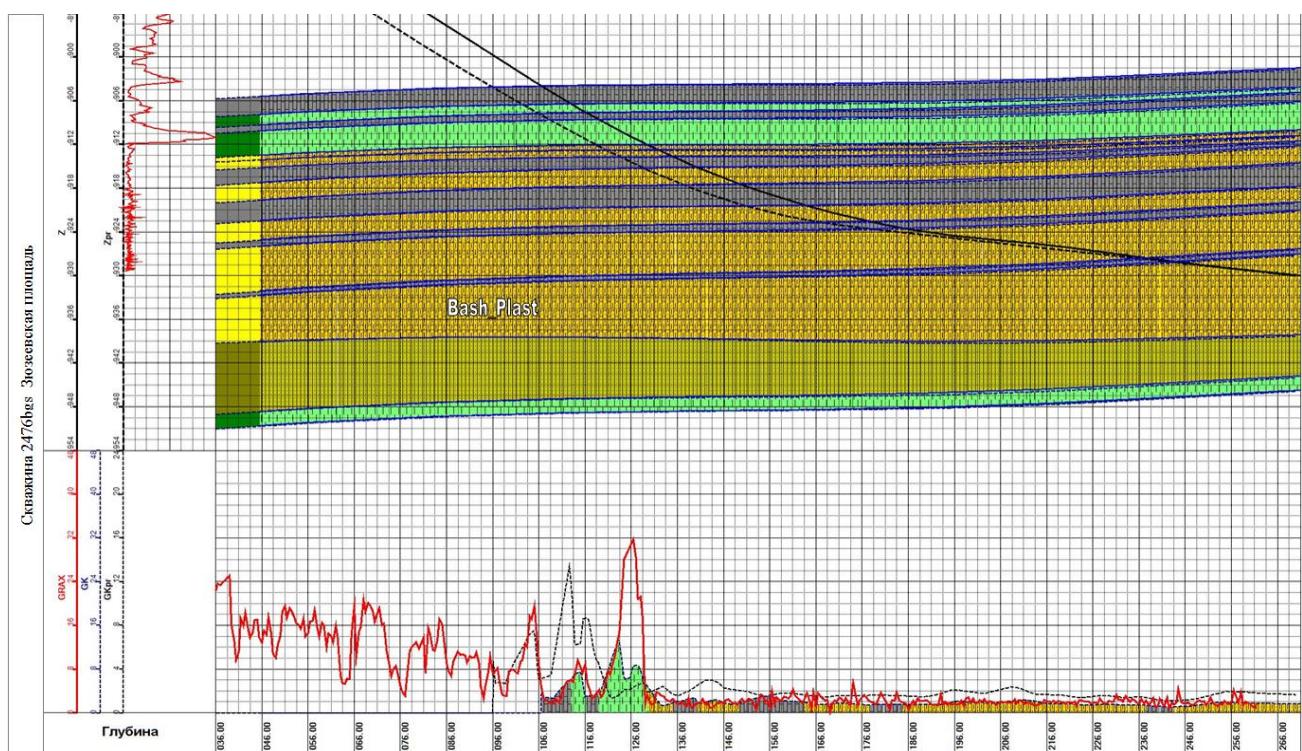


Рисунок 10 – Мини-геологическая модель с использованием данных сейсмики. Башкирский ярус

Интерпретация зарегистрированных данных с расчетом ФЕС пластов осуществляется в программных комплексах «Гинтел» (ООО «ГИФТС», г. Москва) и «Прайм» (НПЦ «ГеоТек», г. Уфа) (рис. 11, 12). Заключение по

пробуренному интервалу выдается как предварительное – в режиме онлайн (с частотой, определяемой заказчиком), так и окончательное – по данным из флеш-памяти приборов.

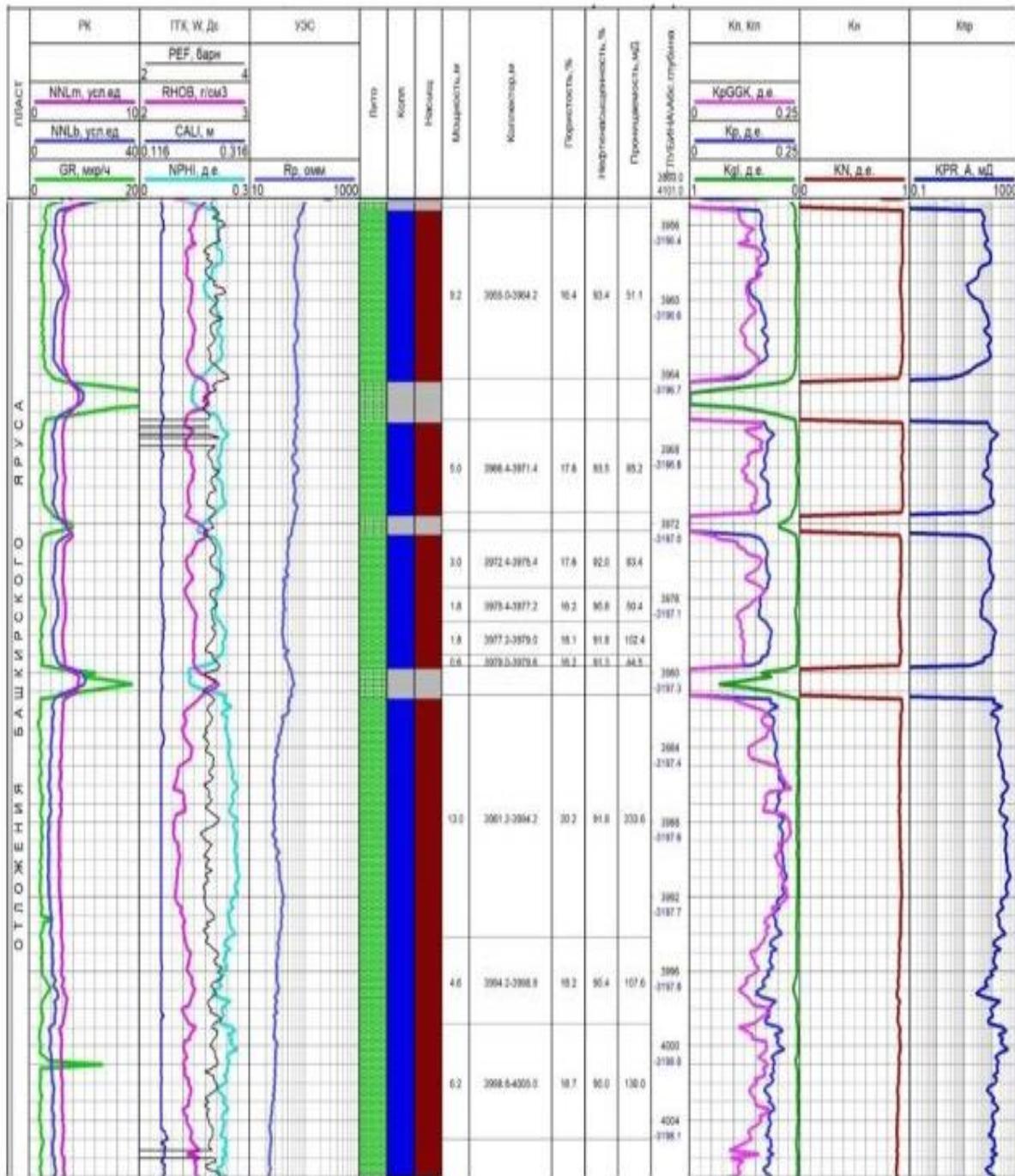


Рисунок 11 – Пример планшета с данными LWD из флеш-памяти приборов и результатами интерпретации в ПК «Гинтэл»

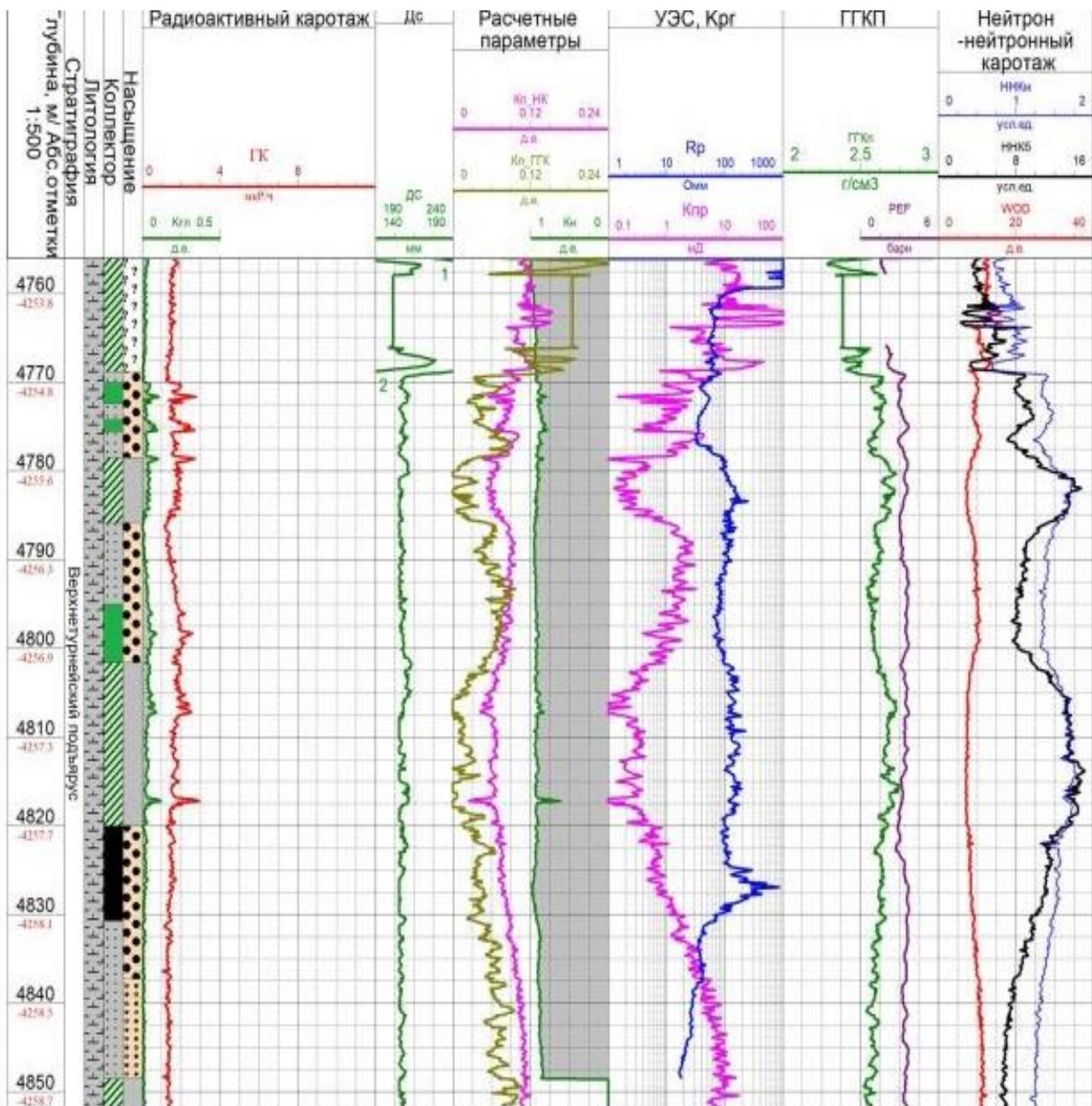


Рисунок 12 – Пример планшета с данными LWD из флеш-памяти приборов и результатами интерпретации в ПК «Прайм»

В заключение отметим, что разработка модулей LWD и ПМО навигации ГС и БГС находится в постоянном развитии. В настоящее время разрабатывается модуль акустического профилемера, также в планах расширение линейки модулей. Привлечение этих методов, несомненно, существенно расширит геофизическую информацию, получаемую при LWD,

что позволит повысить качество и достоверность проводки ствола скважины и результатов интерпретации данных каротажа в процессе бурения.

Внедрение полного комплекса каротажных модулей совместно с телесистемой позволит получить LWD-систему на уровне зарубежных аналогов, но по стоимости значительно доступнее для заказчика, что немаловажно с современным курсом на импортозамещение. Также важным моментом будет сокращение затрат на проведение промежуточного и окончательного каротажей и оперативная обработка и интерпретация данных, полученных с модулей в режиме реального времени.

Список литературы

1. Направления развития геонавигации при проводке горизонтальных скважин / А.Г. Гайван, М.Я. Аглиуллин [и др.] // Геофорум. – Бугульма, 2012. – Вып. 3. – С. 21–26.
2. Методика проектирования и контроля строительства горизонтальных скважин с использованием геолого-геофизической информации / М.Я. Аглиуллин, А.Г. Корженевский, Р.И. Юсупов [и др.] // Каротажник. – 2003. – Вып. 109. – С. 173–188.
3. Гайван А.Г., Горшенина С.В., Купцов В.П. СКПБ: повышение качества ГИС и снижение затрат при заканчивании наклонно-направленных девонских скважин // Геофорум. – Бугульма, 2016. – Вып. 4. – С. 30–36.
4. Некоторые результаты испытаний модулей каротажа в процессе бурения на месторождениях ПАО «Татнефть» / В.С. Дубровский, Р.С. Мухамадиев [и др.] // Геофорум. – Бугульма, 2016. – Вып. 1. – С. 6–10.
5. О прогнозировании фильтрационно-емкостных свойств пласта в проектируемой горизонтальной скважине / А.З. Нафиков, Н.З. Ахметов, М.Я. Аглиуллин [и др.] // Актуальные задачи выявления и реализации

потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения. – Казань : Плутон, 2005. – С. 142–146.

6. Киргизов Д.И., Горшенина С.В., Костылев В.В. Результаты испытаний системы каротажа в процессе бурения (LWD) разработки ООО «ТНГ-Групп» // Геофорум. – Бугульма, 2016. – Вып. 4. – С. 30–36.
7. Программно-методическое обеспечение GORIZNAVIG для навигации горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов / М.Я. Аглиуллин, Р.С. Мухамадиев, А.Г. Гайван [и др.] // Геофорум. – Бугульма, 2013. – Вып. 4. – С. 37–40.

**СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
ПО КОМПЛЕКСУ ГИС И ЯФМ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕТОРОЖДЕНИЙ**

В.В. Баженов, Р.Н. Абдуллин, О.П. Савунова, Д.Р. Абдуллина
(НТУ ООО «ТНГ-Групп»)

В Научно-техническом управлении ООО «ТНГ-Групп» разработана и опробована технология комплексной интерпретации данных ИНК и ИНГК-С (С/О-каротаж) с использованием результатов геофизического исследования скважин (ГИС) открытого ствола для различных геолого-технологических условий.

Контроль текущей насыщенности разрабатываемых продуктивных пластов углеводородами является одной из наиболее важных и сложных задач нефтегазопромысловой геофизики. Сложность задачи связана, с одной стороны, с необходимостью исследования пласта через обсадную колонну и цементное кольцо, с другой – с неизбежным учетом большого числа

влияющих на процесс вытеснения флюидов из пласта физических, геологических и технологических факторов.

В соответствии с [1] нефть в поровом пространстве подразделяется на две составляющие: подвижная и неподвижная.

Подвижная нефть состоит из извлеченной подвижной и неизвлеченной нефти; неподвижная нефть – из сорбированной и структурированной нефти и нефти, оставшейся в целиках.

По результатам ГИС имеется возможность вести оценку содержания воды и нефти (K_v и K_n). Водонасыщенность коллектора также состоит из подвижной и связанной воды.

Таким образом, необходимо решать следующие задачи:

- определение содержания неподвижной нефти;
- оценка содержания подвижной нефти;
- расчет содержания подвижной воды;
- оценка содержания связанной воды.

Иными словами, это выглядит так:

$$K_v + K_n = 1; \quad (1)$$

$$K_v = K_{v_подв} + K_{v_св}; \quad (2)$$

$$K_n = K_{n_подв} + K_{n_неподв}, \quad (3)$$

где $K_{v_подв}$, $K_{n_подв}$ – подвижные части воды и нефти соответственно; $K_{v_св}$, $K_{n_неподв}$ – неподвижные части воды и нефти соответственно (рис. 1).

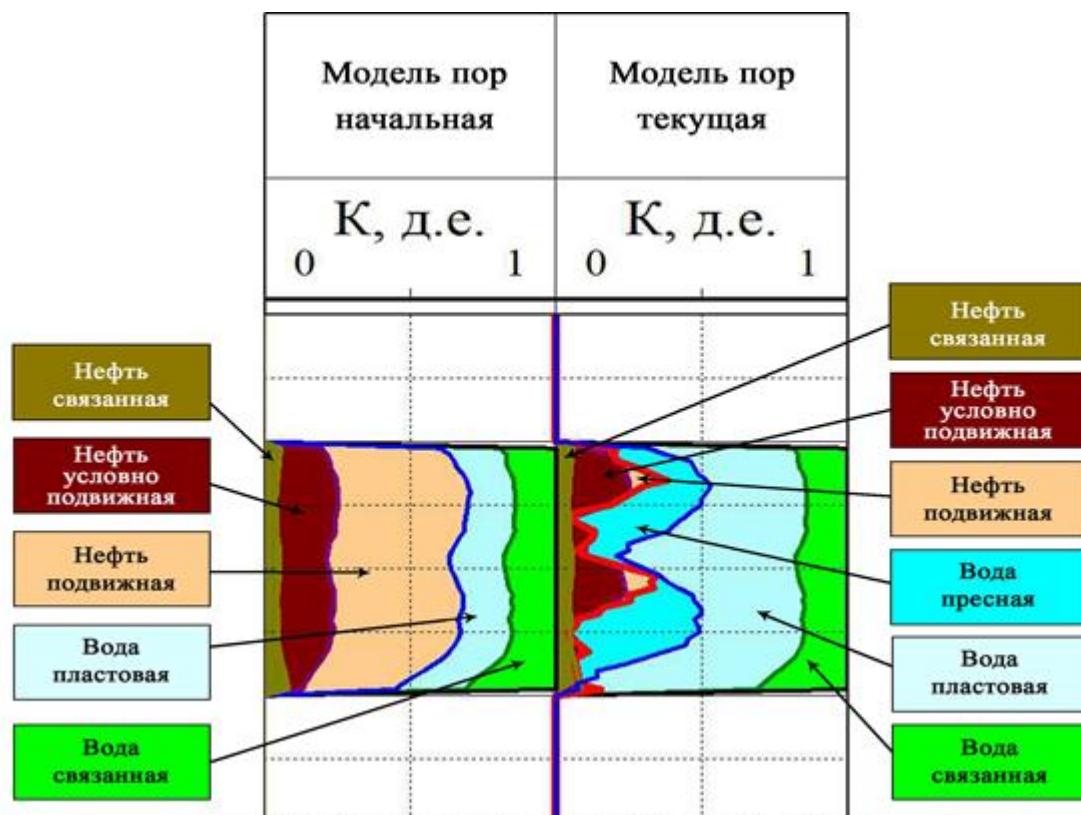


Рисунок 1 – Флюидальная модель порового пространства пласта

Для практической реализации технологии построения флюидальной модели необходима информация, которая, как правило, содержится в отчетах по подсчету запасов разрабатываемого месторождения. Приведем краткий перечень необходимой информации:

- основные зависимости определения пористости и глинистости;
- взаимосвязи проницаемости и пористости, проницаемости и связанной воды или пористости и связанной воды;
- формулы оценки нефтенасыщения;
- вязкость нефти и воды в пластовых условиях;
- граничные значения пористости «коллектор – неколлектор»;
- зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости и вязкости нефти.

Схема интерпретации достаточно универсальна:

1. Расчет пористости и глинистости;
2. Выделение коллекторов;

3. Оценка нефтенасыщенности и водонасыщенности;
4. Определение K_{B_sv} и расчет подвижной составляющей воды ($K_{B_подв}$);
5. Вычисление через проницаемость и вязкость нефти коэффициента вытеснения ($K_{выт}$), который, в свою очередь, взаимосвязан с остаточной нефтью следующим соотношением:

$$Кон = (1 - K_{B_sv}) \cdot (1 - K_{выт}); \quad (4)$$

6. Определение разницы между $Кн$ и $Кон$, характеризующей подвижную часть нефти.

В опубликованной работе [2] на основании экспериментальных данных исследований импульсным методом ЯМР граничных слоев нефти и воды в природных объектах без экстракции горных пород приводятся результаты оценки толщины полимолекулярного граничного слоя нефти или толщины «пленки» сорбированной и структурированной нефти и ее взаимосвязи с проницаемостью, содержанием связанной воды и коэффициентом вытеснения. На основе этих результатов удалось из остаточной нефти вычленить часть сорбированной и структурированной нефти, а следовательно, оценить количество нефти, оставшейся в целиках.

Полученные результаты дают нам информацию о структуре начальных запасов по результатам ГИС на момент бурения скважины. Далее, чтобы узнать текущее состояние нефтенасыщения, необходимо проводить расчеты по результатам исследования комплексом ядерно-физических методов (ЯФМ), включающим методы ИНК, ИНГК-С и ГКС.

Рассмотрим, что дает каждый метод в отдельности и что получается при комплексном рассмотрении этих методов.

Импульсный нейтронный каротаж (ИНК) – метод геофизического исследования скважин, основанный на изучении нестационарных полей нейтронов, создаваемых генератором быстрых нейтронов.

Для определения характера насыщения пластов используются получаемые с помощью ИНК диффузионные параметры горных пород, важнейшим из которых является время жизни тепловых нейтронов τ (или макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов Σ_a) [3].

Σ_a зависит от замедляющих и поглощающих нейтронных свойств среды и позволяет оценивать флюидальный состав коллекторов для двухфазного насыщения (углеводород – вода) при достаточном контрасте флюидов по минерализации (содержанию хлора).

Макроскопическое сечение поглощения нейтронов Σ_a (в см^{-1}) определяется как сумма микроскопических сечений поглощения тепловых нейтронов на ядрах всех элементов, содержащихся в 1 см^3 вещества:

$$\Sigma_a = \sum_i \sigma_{a,i} n_{a,i},$$

где $n_{a,i}$ – ядерная плотность i -того элемента в $1/\text{см}^3$, $\sigma_{a,i}$ – микросечение поглощения на i -том элементе в см^2 или в барнах ($1 \text{ барн} = 10^{-24} \text{ см}^2$).

Макроскопические сечения поглощения тепловых нейтронов для породообразующих минералов и веществ

Название, химическая формула	Плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	Σ_a , е.з.
Кварц, SiO_2	2,65	4,26
Калиевые полевые шпаты	2,55–2,62	15,5–15,9
Кальций-натриевые полевые шпаты	2,62–2,74	7,24–7,47
Каолинит, $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2,42–2,62	12,9–14,1
Хлорит, $5\text{MgO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{SiO}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$	2,72–2,77	24,8–32,9
Иллит, $\text{K}_2\text{O} \cdot 3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 6\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	2,53	17,6
Монтмориллонит, $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 4\text{SiO}_2 \cdot n\text{H}_2\text{O}$	2,1–2,4	8,2–14,2
Гидрослюды	2,6–3,0	17,0–30,0
Угли	1,23–1,51	8,65–14,3
Глины	2,1–3,0	18,0–45,0
Кальцит, CaCO_3	2,71	7,1
Доломит, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$	2,87	4,72

Название, химическая формула	Плотность, г/см ³	Σ_a , е.з.
Ангидрит, CaSO ₄	2,96	12,5
Гипс, CaSO ₄ ·2H ₂ O	2,32	18,6
Галит, NaCl	2,17	760,0
Вода пресная	1,0	22,0
Вода минерализованная (рассол NaCl)	1,22	127,0
Нефть, C _n H _{2n}	0,85	22,0–24,0
Углеводороды/газ (метан)	0,025–0,25	1,5–15,0

Как видно из таблицы, сечения поглощения минерализованных пластовых вод, нефти и газа существенно различаются. Современная аппаратура ИНК, предназначенная для измерений макроскопического сечения поглощения тепловых нейтронов в горной породе, позволяет получать значения Σ_a с погрешностью, не превышающей 5 % относительных в диапазоне 5–30 е.з., что соответствует фактическому диапазону изменения параметра в горных породах-коллекторах нефти и газа.

Количественная оценка нефтенасыщенности пород по данным ИНК, основанная на контрасте нейтронно-поглощающих свойств водо- и углеводородсодержащего пласта, возможна, если минерализация пластовых вод превышает 50 г/л NaCl, а пористость больше 10 %.

Петрофизическое уравнение для Σ_a может быть представлено в виде

$$\Sigma_a = \sum_{l=1}^L V_l \cdot \Sigma_{al} + K_n \cdot K_e \cdot \Sigma_{ae} + K_n \cdot K_h \cdot \Sigma_{ah} + K_n \cdot K_{an} \cdot \Sigma_{aen} + K_n \cdot K_{e3} \cdot \Sigma_{ae3}, \quad (5)$$

где $\sum_{l=1}^L V_l \cdot \Sigma_{al}$ – макроскопическое сечение твердой составляющей породы; K_{e3} –

составляющие K_e доли пластовой и закачиваемой (или фильтрата ПЖ) вод, учитываемые при контрасте их минерализаций, а Σ_{aen} и Σ_{ae3} – соответствующие сечения поглощения.

Как видно из уравнения (5), при определении нефтенасыщенности должны быть известны пористость и компонентный состав твердой

составляющей породы и корректно заданы соответствующие им значения сечений поглощения нейтронов.

Процедура определения K_n при этом сводится к вычислению двух опорных параметров:

$$1) \quad \Sigma_{an}^0 = \sum_{l=2}^L V_l \cdot \Sigma_{al} + K_n \Sigma_n \quad - \text{ сечение нефтенасыщенной} \quad (6)$$

породы,

$$2) \quad \Sigma_{ab}^0 = \sum_{l=2}^L V_l \cdot \Sigma_{al} + K_n \Sigma_b \quad - \text{ сечение водонасыщенной} \quad (7)$$

породы, с помощью которых рассчитывается

$$K_n = \frac{\Sigma_{ab}^0 - \Sigma_a (ИHK)}{\Sigma_{ab}^0 - \Sigma_{an}^0}. \quad (8)$$

Количественная интерпретация результатов С/О-каротажа

Результаты первичной обработки совместно с данными ГИС открытого ствола подаются в программу комплексной интерпретации. Количественная интерпретация ядерно-геофизических методов ведется с использованием таких характеристик пластов, как их общая и эффективная пористость, литологический состав пород. Поэтому неотъемлемым и важным этапом интерпретации является расчет объемной модели породы, в состав которой входят эти параметры. Расчет многокомпонентной объемной модели обеспечивается комплексом методов ГИС, отражающих физические свойства горных пород.

Характеристики, полученные в результате оценки объемной модели породы, используются в дальнейшем при количественной оценке коэффициента текущей нефтегазонасыщенности.

Общая математическая модель для С/О-эффекта, позволяющая количественно интерпретировать данные углеродно-кислородного каротажа, имеет следующий вид:

$$COR = a1 \Delta CO + a2 (K_{PO}) - a3 (V_k) + a4, \quad (9)$$

где ΔCO – разностный аномальный эффект С/О-каротажа от углеводородов, $K_{\text{ПО}}$ – коэффициент общей пористости коллектора, V_k – объемное содержание известняка, a_1, a_2, a_3, a_4 – коэффициенты, учитывающие изменение нефтенасыщенности, пористости, карбонатности пласта и скважинных условий измерений.

Для обоснования расчетов предварительно было выполнено моделирование замеров в пластах с известной литологией, пористостью и насыщенностью. В результате математического преобразования уравнение (9) представляется в виде системы уравнений, отражающих наличие или отсутствие разностного аномального эффекта С/О-каротажа от углеводородов:

$$\begin{aligned} \text{COR}_w &= A_1(\text{Ca/Si}) + A_2(K_{\text{ПО}}) + A_3; \\ \text{COR}_n &= A_1(\text{Ca/Si}) + A_4(K_{\text{ПО}}) + A_3, \end{aligned} \quad (10)$$

где COR_w и COR_n – теоретические выражения для расчета С/О-эффекта в полностью водонасыщенном и нефтенасыщенном пластах, A_1, A_2, A_3, A_4 – коэффициенты, полученные в результате моделирования замеров в известных геолого-технических условиях, Ca/Si – замеренное текущее кальций-кремниевое отношение по скважине, $K_{\text{ПО}}$ – текущее значение общей пористости пород, определенное по комплексу стандартных и ядерно-геофизических методов ГИС.

Используя кривую отношений показаний замеренных величин COR_i по скважине и нормализуя ее с теоретической кривой COR_w по водонасыщенным пластам для компенсации мешающих факторов в комплексе с теоретической кривой COR_n для полностью нефтенасыщенных пластов, можно количественно оценить коэффициент текущей нефтенасыщенности:

$$K_{\text{Нtek}} = \frac{\text{COR}_i - \text{COR}_w}{\text{COR}_n - \text{COR}_w}. \quad (11)$$

Согласно приведенному соотношению, полностью водонасыщенные пласти с $K_{\text{Нtek}} = 0\%$ будут отображаться совпадением измеренной кривой отношения COR с расчетной кривой COR_w , нефтенасыщенные пласти с

КНтек = 100 % – совпадением с расчетной кривой CORn; все промежуточные соотношения рассматриваемых кривых будут определять текущий коэффициент нефтенасыщенности пород. Произведение коэффициента нефтенасыщенности КНтек на величину коэффициента эффективной пористости КПэф по скважине отражает продуктивность пласта или величину нефтенасыщенности в объеме порового пространства.

Полученные результаты интерпретации служат основой для составления табличного заключения по скважине на этапе разведки или разработки скважины в зависимости от решаемых задач. Примеры результирующих планшетов для карбонатного и терригенного разреза приведены на рис. 2 и 3 соответственно.

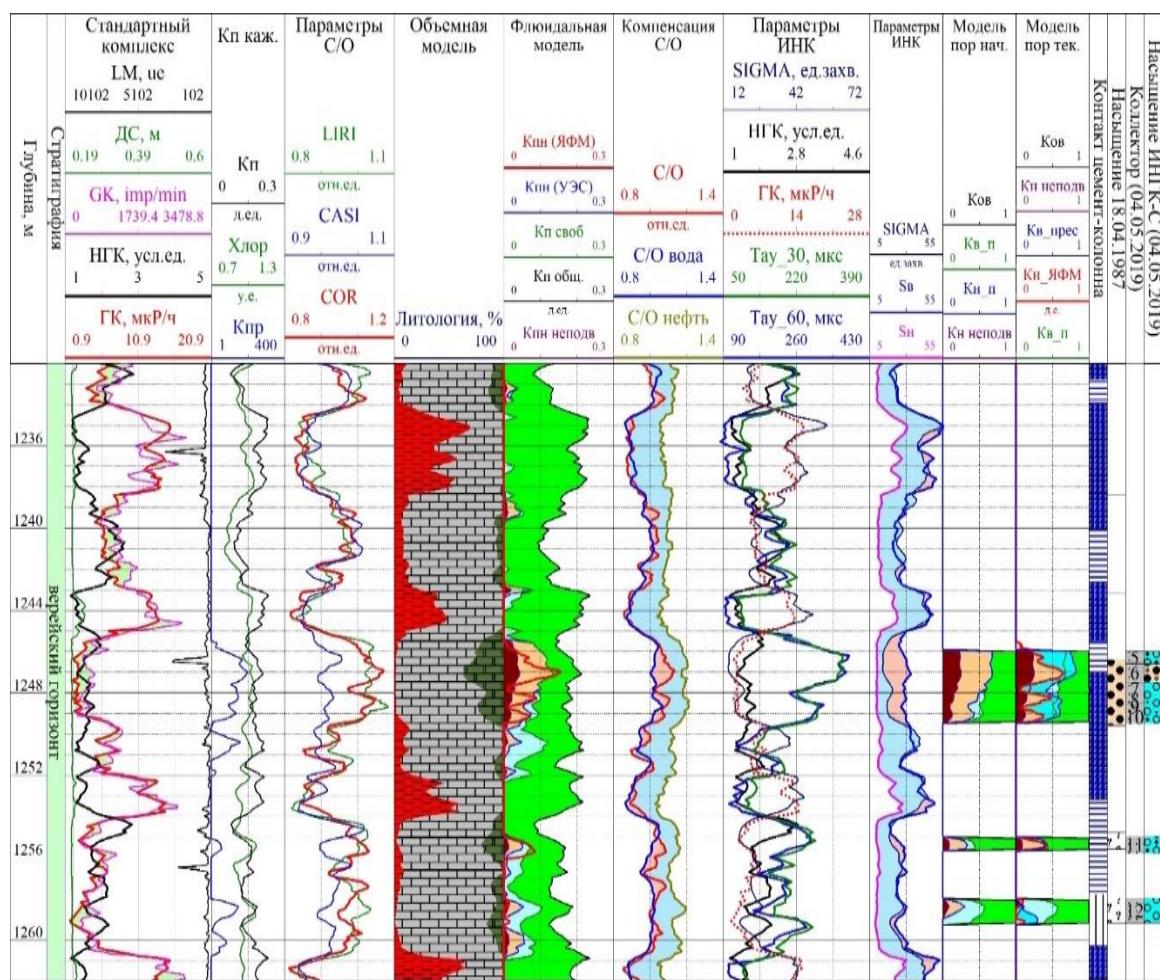


Рисунок 2 – Определение характера насыщенности коллекторов комплексом ИНК и С/О-каротажа с использованием результатов ГИС открытого ствола в карбонатном разрезе

По результатам интерпретации ГИС открытого ствола и комплекса ЯФМ было уточнено начальное насыщение с неясным характером насыщения верейского горизонта, выделены пропластки обводнения.

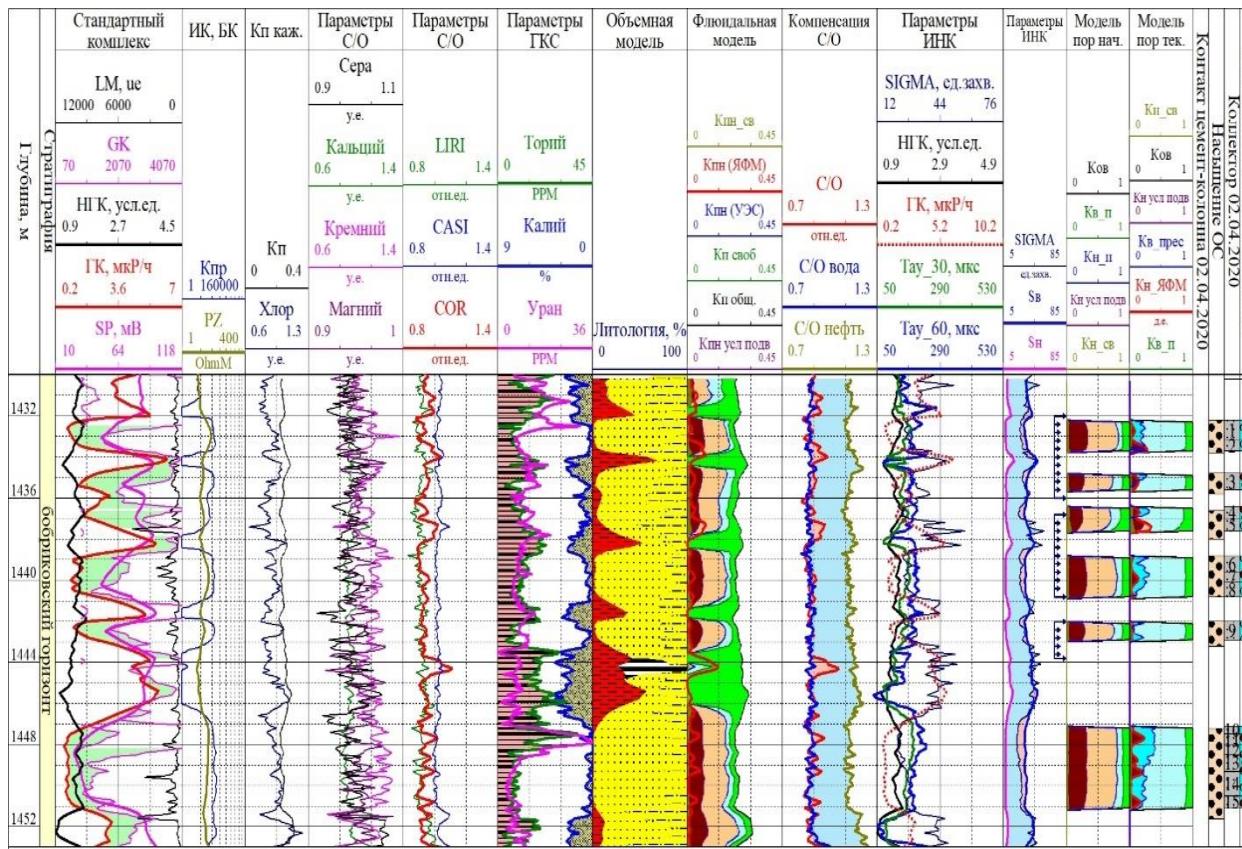


Рисунок 3 – Определение характера насыщенности коллекторов комплексом ИНК и С/О-каротажа с использованием результатов ГИС открытого ствола в терригенном разрезе

По результатам исследования ЯФМ были выделены интервалы обводнения как минерализованной водой, так и пресной водой от закачки.

Выводы:

1. Разработана и опробована технология комплексной интерпретации данных ИНК и ИНГК-С (С/О-каротаж) с использованием результатов ГИС открытого ствола для различных геолого-технологических условий.
2. Основное преимущество технологии заключается в количественном определении компонентного состава нефти и воды, находящихся в поровом пространстве коллектора.

3. Сопоставление модели текущей нефтенасыщенности с начальной флюидальной моделью позволяет не только определять наличие подвижной нефти в продуктивных коллекторах, но и оценивать ее количество на момент проведения исследований.
4. Использование сведений о текущем компонентном составе пластовой нефти и воды с привлечением геолого-гидродинамической информации по объекту разработки позволит недропользователю более обоснованно планировать мероприятия по повышению нефтеотдачи, выбирать интервалы дострела, а также оценивать эффективность применяемых способов разработки и методов увеличения нефтеотдачи.

Список литературы

1. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Информационная структура пластовой нефти // ROGTEC. – 2007. – Вып. 8. – С. 12–20.
2. Злобин А.А. Изучение граничных слоев нефти и воды при заводнении пластов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 20–24.
3. Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах / ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика» ; под ред. В.И. Петерсилье, Г.Г. Яценко. – Москва ;Тверь, 2006. – 40 с.

**ВЫБОР СПОСОБА ЛИКВИДАЦИИ ЗАКОЛОННОЙ
ЦИРКУЛЯЦИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ УТОЧНЯЮЩЕГО ГИС**

И.С. Насибуллин, А.Р. Халиков
(«Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»)

На сегодняшний день в компании «Татнефть» существует проблема низкой успешности капитального ремонта скважин (КРС) в направлении «ликвидация заколонных циркуляций» (ЗКЦ), которая составляет примерно 45–50 %. Данная проблема включена в перечень бизнес-вызовов блока «РиД» компании, что доказывает ее стратегическую важность.

Основным методом ликвидации ЗКЦ является тампонаж через существующий фильтр либо через спецотверстие (вырезанное «окно») в эксплуатационной колонне. В большинстве случаев ввиду сокращения затрат производится ликвидация ЗКЦ через существующий фильтр (интервал перфорации) путем закачки тампонажного состава, состоящего из цемента и блокирующих добавок (floss, DPC, block, defom, НТФ, АТМФ).

Для более эффективного применения технологий по ликвидации ЗКЦ необходимо в каждом случае точно определить источник обводнения продукции скважин. На сегодняшний день для определения ЗКЦ на добывающих скважинах при подземном ремонте скважин (ПРС) проводится комплекс ГИС (Т, СТД, ДГД) с вызовом притока, в результате которого снимается профиль притока и определяется наличие связи перфорированного пласта с нижележащими неперфорированными пластами, которые могут быть источником обводнения скважинной продукции. Далее, при подтверждении наличия ЗКЦ, проводится экспертиза скважины на предмет способа ликвидации ЗКЦ. Однако считаем, что одного комплекса ГИС на притоке недостаточно для корректного определения способа ликвидации ЗКЦ. Данное предположение основывается на том, что исследование на притоке не дает нам

качественной информации о характере ЗКЦ при закачке, что, в свою очередь, является важным аспектом, так как тампонаж проходит на репрессии. В случае если ЗКЦ не подтверждается при проведении ГИС (Т, РГД), что вероятно ввиду большого значения пластового давления нижележащего неперфорированного пласта, и принимается решение о проведении тампонажа через общий фильтр, то велика вероятность закачки тампонажного состава в нефтенасыщенный перфорированный пласт, что в свою очередь снизит его проницаемость и не изолирует нижележащий водоносный пласт. Следовательно, для применения метода тампонажа через интервалы перфорации требуется не только наличие гидродинамической связи между пластами, что доказывается ГИС (Т, СТД, ДГД), но и градиента давления по направлению от верхнего пласта к нижнему, в противном случае продавка тампонажного состава в канал сообщения между пластами просто невозможна. Таким образом, целесообразно учитывать критерий градиента давления между пластами, который может быть исследован ГИС (Т, РГД), по результатам которого будут подтверждены наличие ЗКЦ и факт проникновения технологической жидкости в нижележащий неперфорированный пласт. В конечном счете данные ГИС под закачкой напрямую влияют на выбор метода тампонажа: при подтверждении ЗКЦ тампонаж следует проводить общим фильтром; при отсутствии ЗКЦ – через спецотверстие.

В итоге проведение уточняющего комплекса ГИС хоть и повлечет за собой дополнительные затраты, но повысит успешность работ по ликвидации ЗКЦ, что напрямую отразится на величине дополнительной добычи нефти и сократит фонд рецидивных ремонтов скважин с ЗКЦ.

**АВТОМАТИЗАЦИЯ БИЗНЕС-ПРОЦЕССОВ
МАРКШЕЙДЕРСКИХ СЛУЖБ**

В.Г. Базаревская, А.Ф. Сафаров, А. М. Карпова, А.А. Попова,
Р.Х. Исангулова (ТатНИПИнефть)

Основными задачами маркшейдерских служб в горнодобывающих отраслях являются своевременное и высококачественное выполнение маркшейдерских работ, совершенствование организации и методов ведения работ, осуществление контроля за своевременным и правильным маркшейдерским обеспечением горного производства.

В частности, одними из основных пунктов деятельности маркшейдера являются:

- ведение имущественного кадастра (технологические объекты промыслов, здания и сооружения и т.п.); при решении этих задач используются пространственные данные для традиционного кадастрового учета, а также построенные ортофотокарты и ортофотопланы;
- ведение кадастра земельных участков, полученных добывающими предприятиями в пользование в соответствии с лицензиями на геологическое изучение недр и (или) разработку месторождений углеводородного сырья (УВС), а также земельных участков, взятых на временное пользование у других субъектов хозяйственной деятельности;
- задачи охраны окружающей среды на территориях, занимаемых промыслами и межпромысловыми сооружениями (нефте- и газопроводами, линиями электропередачи и т.д.); при их решении используется картирование и прогнозирование зон загрязнений почвы от разливов нефти, шламовых амбаров с отходами от бурения скважин и тому подобных потенциальных источников загрязнений;

- создание банка геологической информации в цифровом формате и оперативная ее обработка;
- пополнение и ведение базы данных эксплуатационного фонда пробуренных скважин, а также поисковых и разведочных скважин.

На сегодняшний день по Республике Татарстан фонд пробуренных скважин составляет: на Ромашкинском нефтяном месторождении – около 30 тыс. скважин, на Елховском – около 6 тыс. скважин, по мелким месторождениям – 27 тыс. скважин.

Увеличение фонда пробуренных скважин (соответственно увеличение объема информации по ним) требует ускорения процесса обработки информации, а также повышения точности определения пространственного положения устьев скважин и местоположения забоев по данным инклинометрии, ориентированное на непосредственного потребителя.

В последние десятилетия предприятия нефтегазовой отрасли выделяют всё больше финансовых ресурсов на развитие систем автоматизации производственных процессов. При этом наряду с информационными системами управления ресурсами предприятий используются географические информационные системы (ГИС), позволяющие специалистам различных служб обрабатывать и анализировать не только атрибутивные, но и пространственные данные (геоданные).

Задачами, которые сегодня решаются на предприятиях нефтегазовой отрасли с использованием атрибутивных и пространственных данных средствами современных ГИС, являются мониторинг процессов разработки месторождений углеводородного сырья (УВС) и управление добычей УВС (управление фондом скважин месторождений). Для анализа в ГИС используются пространственные данные в виде координат скважин, данные инклинометрии по скважинам, данные о контурах залежей (резервуаров) УВС и водонефтяных контактах и т.п. Более того, концепция интеллектуального месторождения (англ. Smart Field/iField) предполагает эффективное

управление добычей УВС с использованием интеллектуальных методов и систем управления, в том числе ГИС, с помощью которых ведется сложный пространственный анализ данных с целью принятия эффективных управленческих решений.

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью дальнейшей интеллектуализации производства предприятий нефтегазовой отрасли, в том числе за счет развития современных ГИС. При этом значимыми для топ-менеджеров и специалистов ПАО «Татнефть» являются результаты анализа функционала и архитектуры современных универсальных ГИС, а также исследования способов создания корпоративных ГИС и применение их в компании.

В ПАО «Татнефть» маркшейдерской службой, а также структурными подразделениями активно используется программный комплекс ArcInfo (компания Esri Inc., США) (рис. 1).

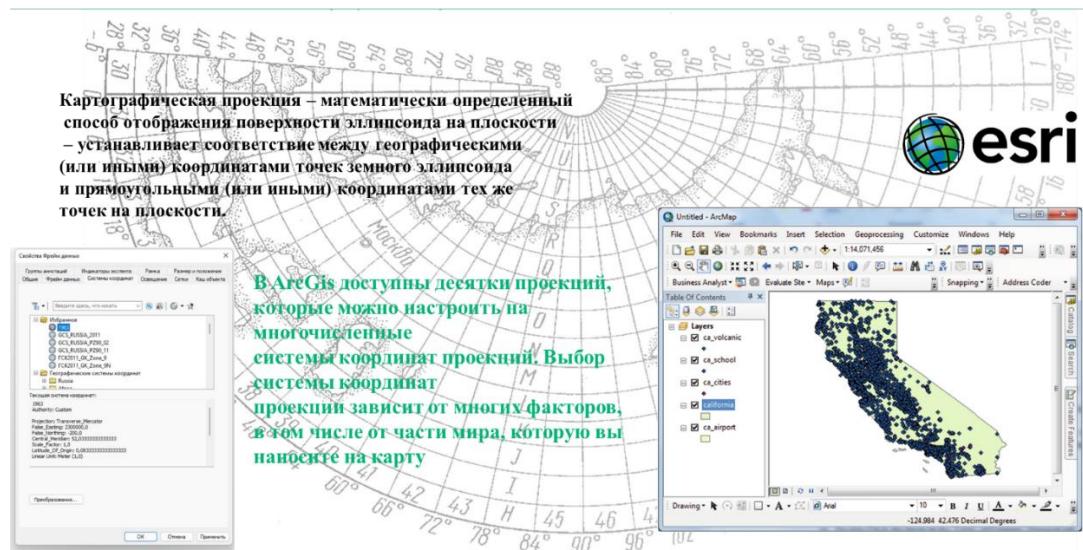


Рисунок 1 – Интерфейс программного продукта ArcMap

Для решения многих горно-геометрических задач на современном уровне необходим переход с 2D на трехмерную основу. Для маркшейдеров существует возможность создания трехмерной пространственной модели

месторождения, автоматизирующей процессы, сопровождающие жизненный цикл скважины в части пространственного положения.

В 2007 г. новосибирской компанией «Дата Ист» был разработан дополнительный модуль WellTracking к программе ArcGis, обеспечивающий выполнение функций универсальной информационной системой для управления данными пространственного мониторинга скважин на корпоративном уровне.

Внедрение модуля WellTracking позволит построить точную трехмерную модель месторождения (рис. 2), которая исключит возникновение аварий во время бурения, связанных с неверным представлением о положении траектории стволов.

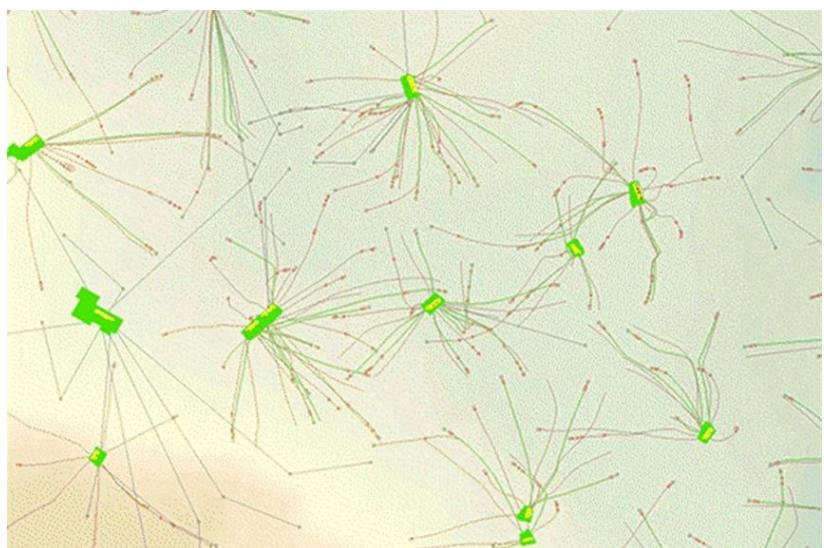


Рисунок 2 – Пространственная трехмерная модель месторождения

Пространственная модель обеспечивает:

- единое хранилище данных по скважине;
- работу в едином координатном пространстве;
- целостность картины всего месторождения.

Применение инструментов модуля позволяет:

- исключить аварии при бурении (устранить риск технических аварий), связанные с неверным представлением о расположении стволов пробуренных скважин (что особенно актуально при уплотнении сетки скважин);
- обеспечить проходку ствола скважины через намеченный круг допуска;
- предупредить выход за границы лицензионных участков, что особенно актуально для скважин, запроектированных вблизи границ лицензионных участков или в непосредственной близости от зоны деятельности других нефтяных компаний;
- произвести гибкую настройку уровня доступа групп пользователей к базе геоданных, что значительно снижает риски утечки конфиденциальной информации;
- сопровождение в формировании отчетности снижает риски, связанные с человеческим фактором.

В связи со сложной геополитической обстановкой, многочисленными санкциями и ограничениями от зарубежных стран на первый план выходит вопрос импортозамещения иностранных программных продуктов отечественными. В качестве продукта, замещающего ArcInfo (компания Esri Inc., США), был выбран программный комплекс ГИС «Панорама», разработанный АО «Конструкторское бюро «Панорама» – ведущей российской компанией в области разработки геоинформационных систем и технологий.

ГИС «Панорама» – универсальная геоинформационная система, имеющая средства создания и редактирования цифровых карт и планов, выполнения различных измерений и расчетов, оверлейных операций, построения 3D моделей, обработки растровых данных, средства подготовки графических документов в цифровом и печатном виде, а также инструментальные средства для работы с базами данных.

В состав ГИС входят более 100 различных задач (рис. 3, 4), содержащих разнообразные инструменты для обработки пространственной информации о

местности. ГИС «Панорама» позволяет создавать и анализировать модели поверхностей, решать геодезические задачи, поддерживает несколько десятков различных проекций и систем координат аналогично комплексу ArcInfo.

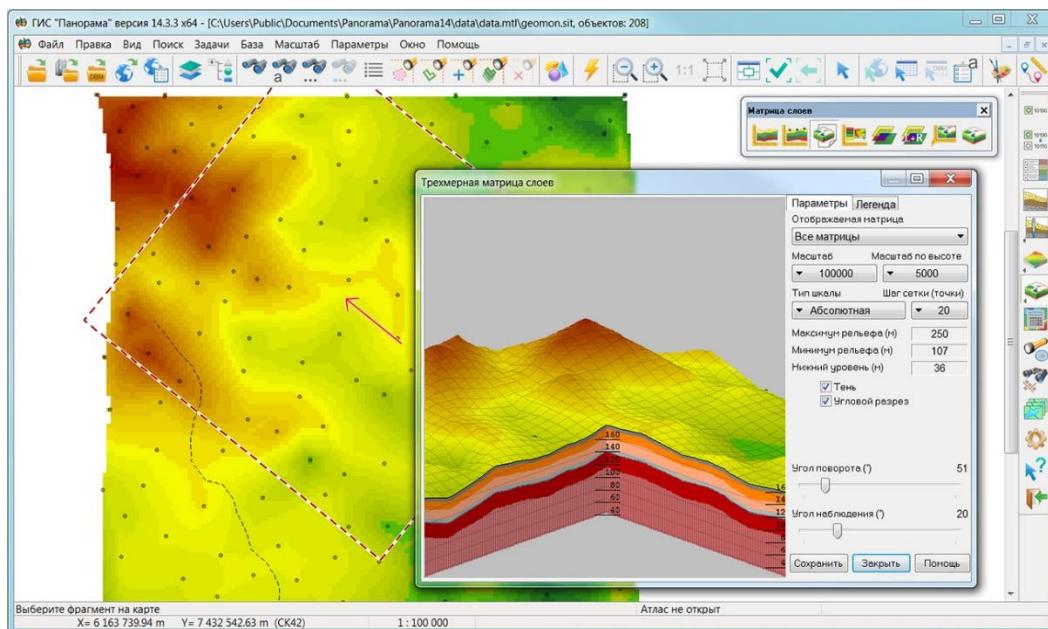


Рисунок 3 – Группа режимов «Матрица слоев»

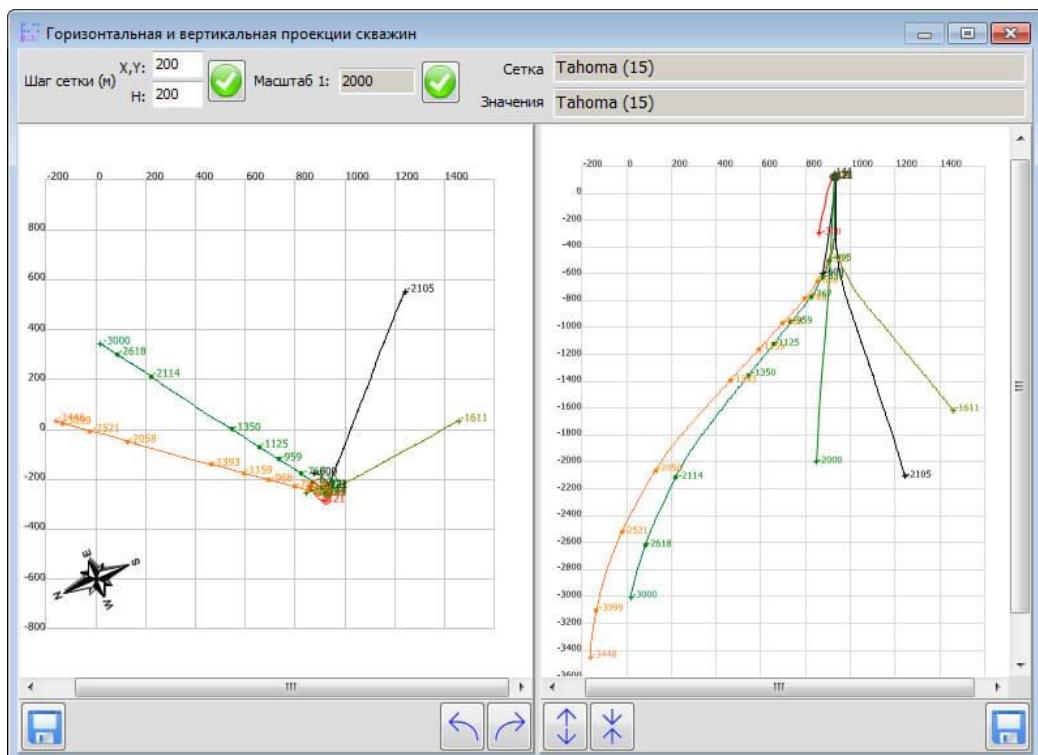


Рисунок 4 – Режим «Горизонтальная и вертикальная проекция скважины»

Также конструкторским бюро «Панорама» разработан комплект геологомаркшейдерских программ «АРМ геолога», который включает комплекс геологических задач – набор прикладных задач для обработки результатов инженерно-геологических изысканий, подготовки и формирования чертежей инженерно-геологических колонок и разрезов, расчета объемов и создания планов земляных работ, а также комплекс гидрологических задач и расчет объемов.

В состав прикладных задач «АРМ геолога» входит:



- "Редактор карты" обеспечивает создание карт, схем и чертежей по результатам инженерно-геологических и инженерно-гидрологических изысканий местности.



- Сортировка и сжатие данных упорядочивает размещение описания объектов в файлах цифровой карты для ускорения поиска и отображения объектов.



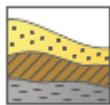
- Паспорт карты предназначен для ввода и редактирования сведений о геодезических параметрах, проекции и системе координат цифровой карты.



- Навигатор карты облегчает ориентирование по карте большого размера.



- Навигатор 3D выполняет отображения трехмерной модели местности для визуальной оценки рельефа выбранного участка карты и объектов, расположенных на поверхности земли и в ее недрах.



- Геологические задачи предназначены для создания и редактирования специальных инженерно-геологических карт и схем, ввода данных о составе и строении грунтов и геологических напластований, подготовки и формирования инженерно-геологических колонок и схем геологических разрезов, обработку результатов инклинометрии скважин, создание и анализ трехмерных моделей геологической среды.



- Расчет объемов предназначен для определения объемов земляных масс, подлежащих перемещению или перемещенных в пределах локального участка местности.



- Гидрологические задачи обеспечивают анализ по матрицам морфологии рельефа, геологического строения и гидрогеологических условий местности.
- **Построение геологических разрезов в виде «схемы»**, которая обеспечивает создание в автоматизированном режиме чертежа геологического разреза по указанной пользователем линии. Применение стандартных средств ГИС «Панорама» позволяет отредактировать чертеж и скомпоновать его из нескольких карт, полученных по различным исходным данным.
- **Расчеты скважины** предназначены для обработки и анализа пространственного положения оси ствола скважины и включает

следующие режимы: «Создание оси скважины по координатам», «Создание оси скважины по инклинометрии», «Создание точек пересечения пластов с осью скважины», «Горизонтальная и вертикальная проекция скважины».

Таким образом, рассмотрев функциональные особенности программного комплекса ГИС «Панорама» и комплекта геолого-маркшейдерских программ «АРМ геолога», возможность создания на базе ГИС «Панорама» единой пространственной 3D модели месторождений Республики Татарстан, позволяющей автоматизировать бизнес-процессы маркшейдерских служб, можно сделать вывод о том, что ГИС «Панорама» может являться альтернативой полноценного замещения программного комплекса ArcInfo.

ВЕРЕЙСКИЕ «ВРЕЗОВЫЕ» ОБЪЕКТЫ КАК РЕЗЕРВ ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.Г. Базаревская, Н.А. Бадуртдинова, И.И. Доронкина, О.А. Гришанина,
А.М. Карпова (ТатНИПИнефть)

В настоящее время постепенная выработка открытых месторождений углеводородов (УВ) в старых нефтедобывающих регионах ставит перед геологами задачу по восполнению базы УВ сырья. Для ее решения одним из направлений является изучение и освоение нетрадиционных сложно построенных ловушек неантиклинального типа. Одним из таких перспективных объектов на поиски залежей нефти являются ловушки, связанные с верейскими врезами, которые установлены как на территории месторождений Республики Татарстан (Екатериновское, Ашальчинское, Ромашкинское), так и в пределах сопредельных республик (Башкортостан) и областей (Пермская и Самарская).

Отложения верейского горизонта на территории РТ распространены повсеместно, общая толщина горизонта составляет 40–44 м. По литологическому признаку делится на две части: нижнюю – терригенно-карбонатную и верхнюю – превалирующее карбонатно-терригенную. Верхняя пачка слагается пестроцветными аргиллитами и мергелями, содержащими тонкие прослои известняков, алевролитов и слюдистых песчаников. Нижняя пачка представлена известняками с тонкими прослойками аргиллитов и мергелей, которые расчленяют ее на пласти-коллекторы (Свр-6, Свр-5, Свр-3, Свр-2, Свр-1). Наиболее выдержаны нижние пласти, с которыми связаны нефтяные залежи. Описанный тип отложений характерен для всей территории РТ, за исключением отдельных участков, где нижняя часть разреза верейского горизонта целиком представлена глинисто-песчаными породами, заполняющими узкие эрозионные ложбины – врезы [1]. «Врезы» образовались в результате размыва нижней верейской (после отложений пласта Вр-6) толщи, отложений башкирского, частично серпуховского ярусов и последующего заполнения зон размыва терригенными отложениями верейского возраста.

В зонах развития эрозионного «вреза» отложения верейского горизонта представлены глинами, алевролитами и песчаниками, иногда с включениями крупных обломков и глыб карбонатных пород. Во «врезе» выделяется терригенный пласт-коллектор Свр-0, водонасыщенный, слабонефтенасыщенный или нефтенасыщенный.

Эрозионные «врезы» выявляются как по данным сейсморазведочных работ, так и по результатам бурения, для них характерна увеличенная толщина верейского горизонта до 94 м, в то время как в традиционном разрезе средняя толщина верейского горизонта составляет 40–45 м (рис. 1).

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

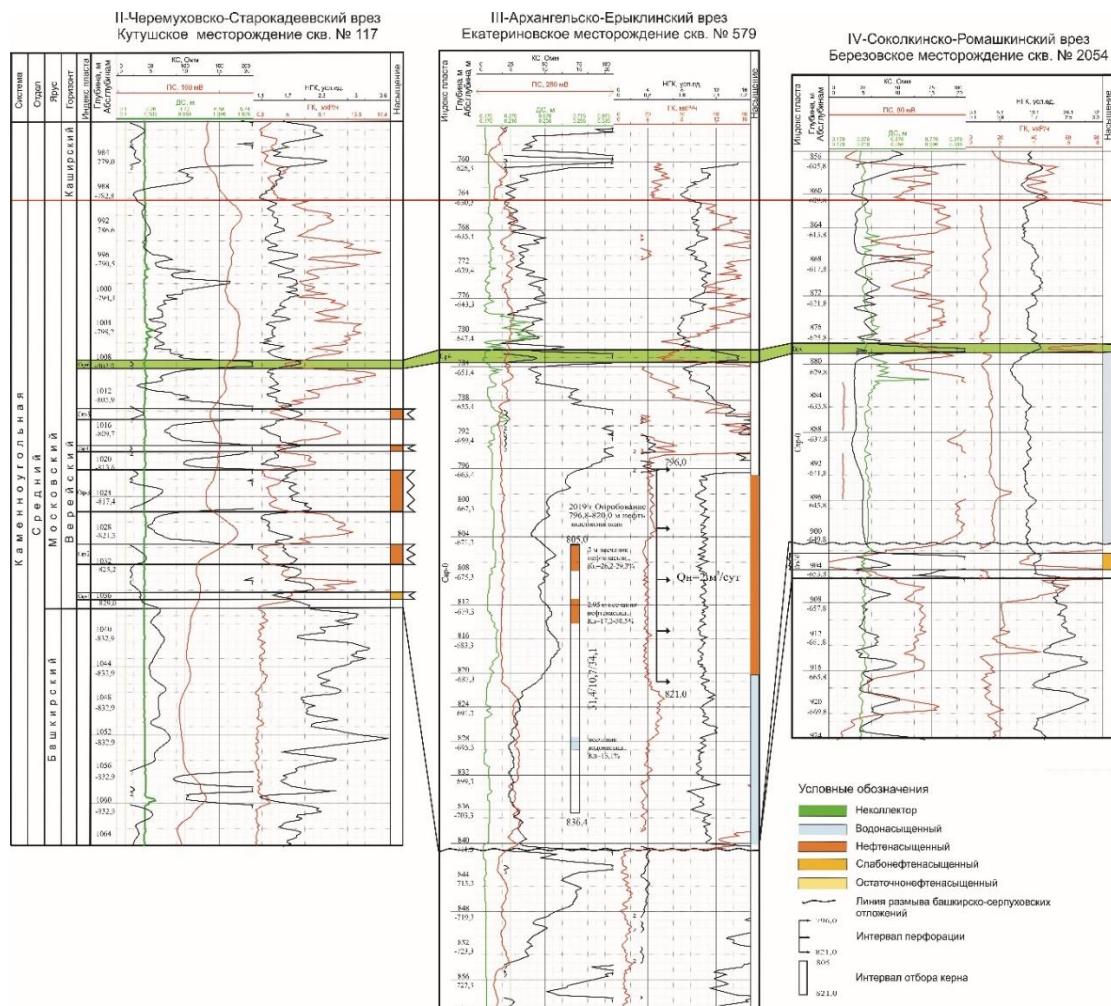


Рисунок 1 – Схема корреляции отложений верейского горизонта по линии скв. 117-579-205

На сегодняшний день основным и эффективным методом выявления границ распространения эрозионных «врезов» является сейморазведка в модификациях МОГТ 2D и 3D. На временных сейсмических разрезах достаточно уверенно выделяются «врезы» глубиной более 10 м. Признаками выделения «врезового» объекта являются нарушение корреляции отражений в толще, прогибание отражающего горизонта, в данном случае связанного с башкирской поверхностью, появление дополнительных отражений в толще отложений, выполняющий «врез», а также клиноформенное залегание его краевых зон по отношению к согласному направлению окружающих слоев (рис. 2).

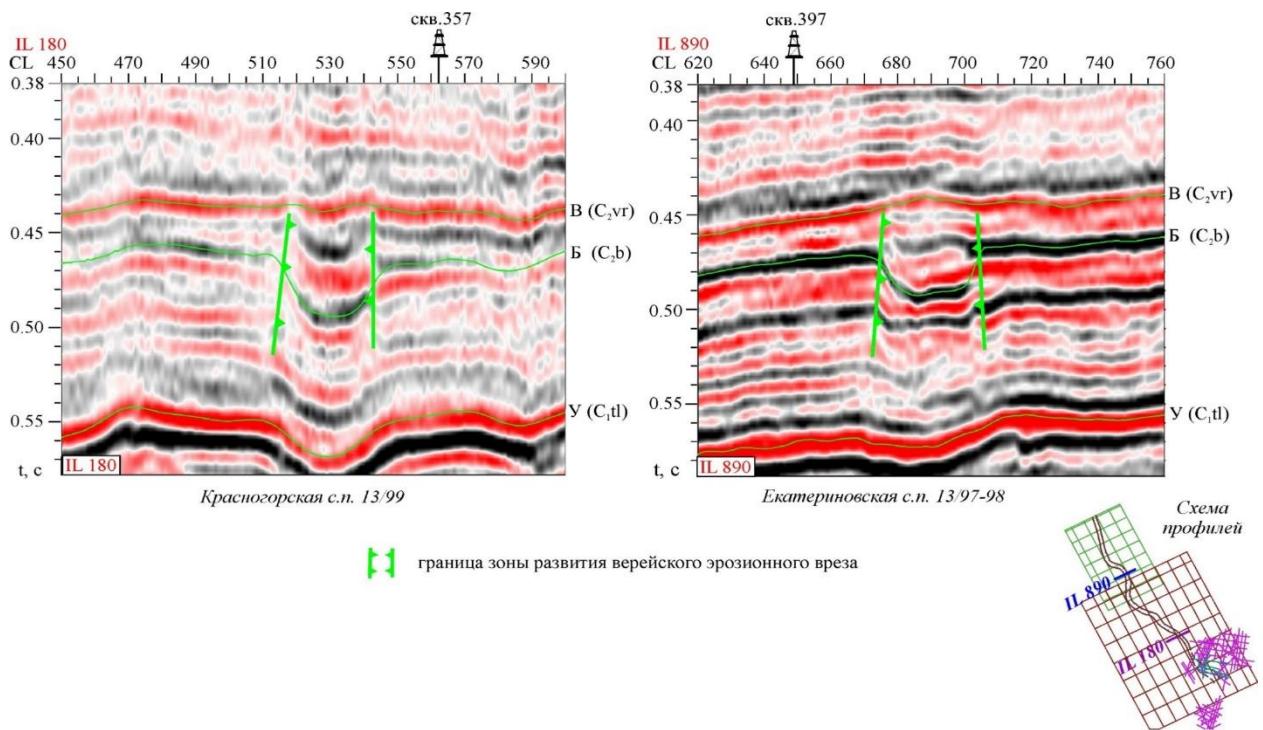


Рисунок 2 – Характер волнового поля в интервале залегания верейских отложений

С целью уточнения геологического строения отложений верейского горизонта и определения простирания «врезовых» объектов авторами проведено обобщение материалов сейсморазведочных работ и данных глубокого бурения, проводимых на территории деятельности ПАО «Татнефть». Это позволило проследить и выделить четыре зоны линейных врезов, осложняющих геологическое строение среднекаменноугольных отложений территории РТ: I – Трудолюбовско-Нурлатский (в том числе Іа-Ермаковский), II – Черемуховско-Старокадеевский, III – Архангельско-Ерыклинский, IV – Соколкинско-Ромашкинский (рис. 3).

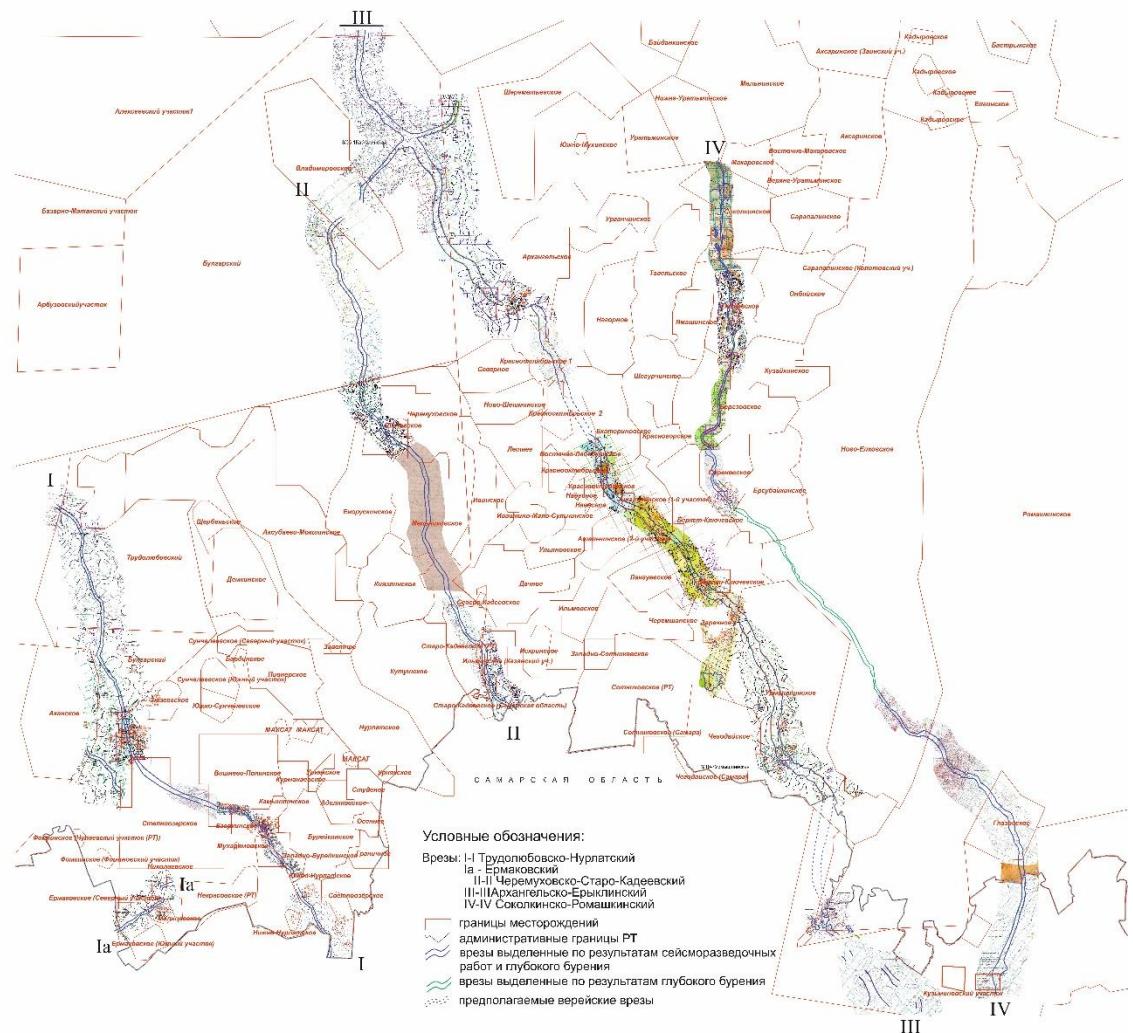


Рисунок 3 – Схема распространения верейских «врезов»

В тектоническом отношении площадь развития верейских эрозионных «врезов» охватывает западный склон Южно-Татарского свода и восточный борт Мелекесской впадины. Суммарная протяженность «врезов» составляет 446,4 км, в том числе I Трудолюбовско-Нурлатского – 84,2 км, Ia Ермаковского – 9,7 км, II Черемухово-Старокадеевского – 76 км, III Архангельско-Ерыкинского – 147,5 км, IV Соколкинско-Ромашкинского – 129 км. «Врезы» довольно прямолинейны, имеют небольшую ширину. Направление их простирации преимущественно с северо-запада на юго-восток.

I – Трудолюбовско-Нурлатский «врез» вскрыт 11 скважинами. Толщина верейского горизонта в зоне развития «вреза» изменяется от 46,9 до

66,5 м, в среднем составляя 56,6 м. Общая толщина пласта Свр-0 (толщина «вреза») колеблется от 18,9 м (скв. 2072 Степноозерская) до 45,8 м (скв. 8427 Урняксая). Нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора Свр-0 изменяется от 2,0 (скв. 8622г Камышлинская) до 18,8 м (скв. 922 Степноозерская). В скв. 2072, 2074, 2075 Степноозерского и 11065 Черноозерского месторождений общая толщина «вреза» составляет 20,8 м, 37 м, 24,4 м. Небольшая глубина «врезания» объясняется вскрытием скважинами бортовой зоны «вреза», об этом также свидетельствует наличие в этих скважинах пластов Свр-1+2 верейского горизонта.

В пределах данного «вреза» на территории Вишнево-Полянского месторождения в терригенных отложениях верейского горизонта скв. 922 установлена залежь нефти литологического типа. Нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора Свр-0 составляет 18,8 м, при опробовании получен приток нефти дебитом 4,5 т/сут. Флюидоупором для залежи служит глинисто-карбонатная пачка верхней части верейского горизонта, над которой залегает мощная толща, преимущественно карбонатных пород каширского горизонта.

Ia – Ермаковский «врез», являющийся по мнению авторов ответвлением Трудолюбовско-Нурлатского, выявлен в результате сейморазведочных работ, проведенных на Фомкинской площади. «Врез» представляет собой узкую протяженную зону, преимущественно северо-восточного простирания. Слабое проявление «врезовой» аномалии в волновом поле позволило предположить небольшую, в пределах 10–20 м, глубину размыва. В пределах протрассированного «вреза» глубокое бурение не проводилось.

II – Черемуховско-Старокадеевский «врез» вскрыт пятью скважинами. Толщина верейского горизонта в зоне развития «вреза» изменяется от 43,9 до 78,2 м. Общая толщина пласта Свр-0 изменяется от 26,7 (скв. 248 Кутушско-Кадеевская) до 59,4 (скв. 146 Кутушская).

Нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора Свр-0 изменяется от 13,2 м (скв. 248 Кутушско-Кадеевская) до 59,2 м (скв. 243 Кутушско-Кадеевская).

III – Архангельско-Ерыклинский «врез» вскрыт 69 скважинами. Толщина верейского горизонта в зоне развития «вреза» изменяется от 46,8 до 94 м. Общая толщина пласта Свр-0 колеблется от 23,1 м (скв. 4044 Екатериновская) до 73,8 м (скв. 505 Черемшанская). Нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора Свр-0 изменяется от 3 м (скв. 4605 Архангельская) до 27,6 м (скв. 4054 Екатериновская). Коллекторы пласта Свр-0 опробованы в пяти скважинах, в результате получены дебиты нефти от 0,1 до 7,8 т/сут.

В пределах данного «вреза» в терригенных отложениях «врезовой» части установлены залежи нефти на территории Екатериновского, Ашальчинского и Ромашкинского (Ерыклинский участок) месторождений (рис. 4).

Залежь Екатериновского месторождения, приуроченная к пласту Свр-0, изучена 17 скважинами. Пласт Свр-0 представлен песчаниками кварцевого состава, коричневыми алевритистыми нефтенасыщенными. Нефтеносность пласта установлена по материалам ГИС и подтверждена результатами опробования в скв. 579 и 4086, где из интервалов глубин 796,0–821,0 и 856,0–864,0 м получены, соответственно, притоки нефти дебитом $2 \text{ м}^3/\text{сут}$ и 0,1 т/сут. Суммарные эффективные нефтенасыщенные толщины, по данным ГИС, в скважинах изменяются от 4,6 (скв. 4049) до 27,6 м (скв. 4054).

Залежь Ашальчинского месторождения, приуроченная к пласту Свр-0, изучена восьмью скважинами. В пределах месторождения пласт сложен прослойми нефтенасыщенных и водонасыщенных песчаников, равномерно мелкозернистых, слабосцементированных, залегающих в виде линзы, вытянутой по простиранию «вреза». Нефтенасыщенность пласта Свр-0 выявлена по данным ГИС и результатам испытания в скв. 4830а, где из интервала глубин 821,0–834,0 м получена нефть дебитом 2,9 т/сут. Суммарные

эффективные нефтенасыщенные толщины, по данным ГИС, в скважинах изменяются от 2,9 до 15,9 м.

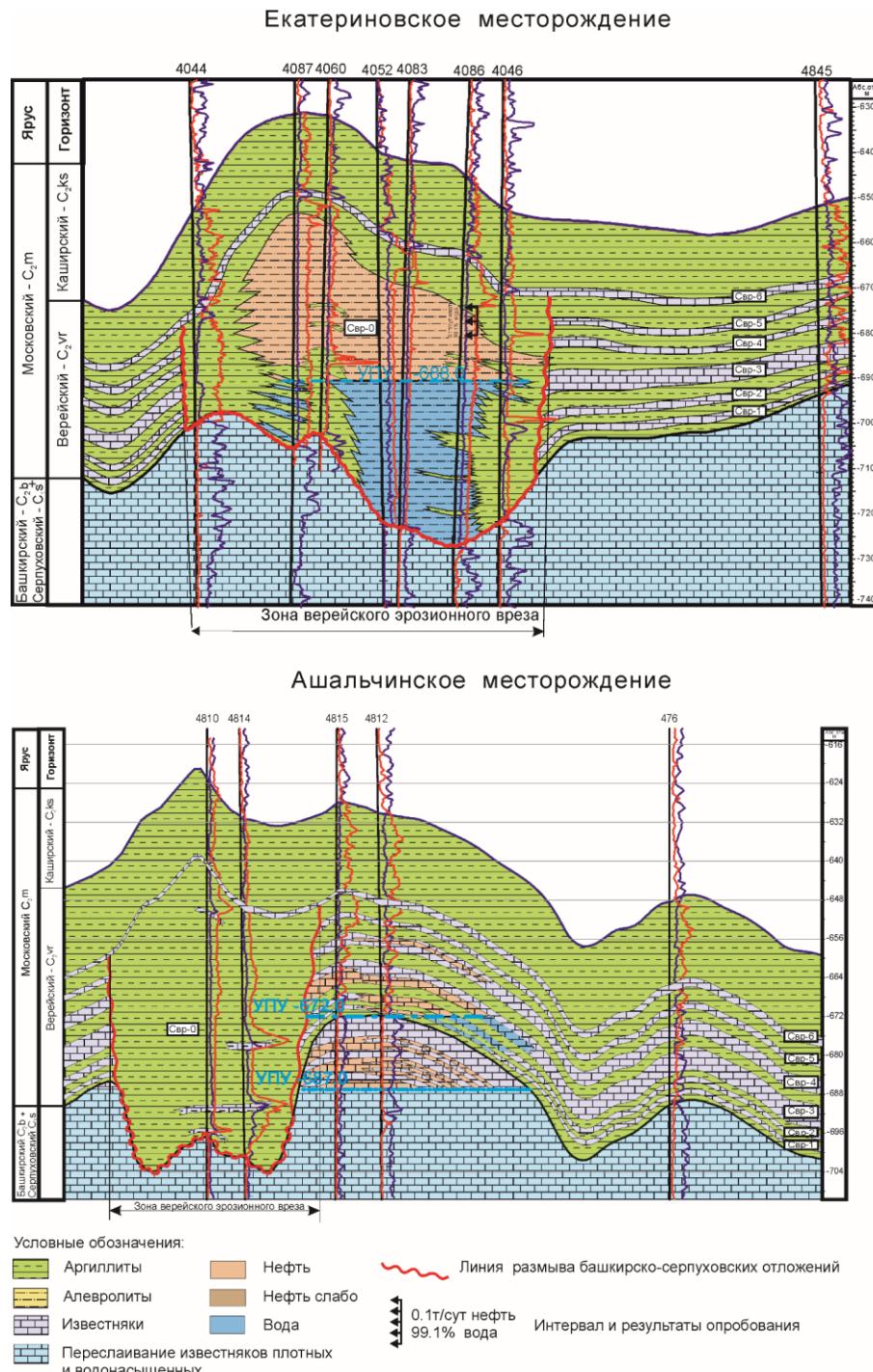


Рисунок 4 – Геологические профили Екатериновского (а) и Ашальчинского (б) месторождений

Залежь Ерыклинского участка Ромашкинского месторождения, приуроченная к пласту Свр-0, выявлена по результатам бурения скв. 35348. Пласт Свр-0 представлен переслаиванием алевролитов и песчаников с

маломощными прослойями аргиллитов. Нефтенасыщенная толщина пласта-коллектора составляет 21,6 м, при опробовании в интервале глубин 779,5–794 м получен приток нефти дебитом 7,8 т/сут.

Флюидоупором для залежей Ашальчинского, Екатериновского и Ромашкинского (Ерыклинский участок) месторождений нефти служат глины и плотные глинистые карбонаты в верхней части верейского горизонта.

IV – Соколкинско-Ромашкинский врез вскрыт 120 скважинами. Толщина верейского горизонта в зоне развития «вреза» изменяется от 35,4 до 53,4 м. Толщина пласта Свр-0 изменяется от 9,97 до 53,48 м, нефтенасыщенная толщина колеблется от 2 (скв. 199 Черемшанская) до 22,7 м (скв. 36059 Куакбашская).

Анализ геолого-геофизических и промысловых материалов в старом фонде скважин показал слабую изученность терригенного разреза верейского горизонта, приуроченного к «врезу». «Врезовые» объекты вскрыты небольшим количеством скважин (205 шт.). Каменным материалом отложения «врезовой» части представлены в малом количестве. Из всех «врезовых» скважин керн отобран лишь в восьми, что составляет 4 % от всего количества скважин, из них в семи – пласт-коллектор Свр-0 сложен песчаником нефтенасыщенным, в одной – песчаником с запахом сероводорода. Испытание в открытом стволе (КИИ-146) проведено в одной скважине (приток воды). Опробование в колонне – в семи скважинах (приток нефти – от 0,1 до 7,8 т/сут.), что составляет 3,4 %. Комплекс ГИС в интервале верейского разреза не всегда достаточно полный, это выражается низким качеством или полным отсутствием записи радиоактивного и индукционного методов, а также отсутствием записи РК в масштабе 1:200. Также в настоящее время отсутствуют петрофизические зависимости и единая методика определения коллекторских характеристик и геофизических параметров для терригенных отложений верейского «вреза». Все это затрудняет изучение строения

«врезовых» разрезов, определение их коллекторских свойств и степени насыщения.

На сегодняшний день изучению верейских врезов уделяется немного внимания. Но несмотря на слабую изученность, перспективность данных объектов на поиски залежей нефти на территории республики уже доказана. Выявленные залежи подтверждают необходимость дальнейшего изучения геологического строения «врезовых объектов» верейского горизонта по материалам бурения с широким привлечением сейсморазведочных данных. Это позволит выделять участки «врезов» с перспективными пластами-коллекторами в толще их выполнения и рекомендовать ряд скважин, расположенных в контуре верейского «вреза», для опробования перспективных интервалов терригенного разреза. В условиях обустроенного месторождения на этапе его доразведки опоискование залежей верейского горизонта из-за использования имеющегося фонда пробуренных и обсаженных скважин не потребует больших затрат.

Выделенные на территории РТ врезы пересекают 23 месторождения, в том числе 19 месторождений, расположенных на территории деятельности ПАО «Татнефть». В пределах всех месторождений установлены залежи нефти, приуроченные к традиционным карбонатным пластам-коллекторам верейского горизонта, и только на трех месторождениях выявлены «врезовые» залежи верейского возраста. Геологические запасы нефти, установленные на месторождениях с традиционным коллектором, составляют (извлекаемые) по категории А+В1+С1 24080 тыс. т, по категории В2+С2 – 4788 тыс. т, добыча равна 6352 тыс. т. Запасы нефти, выявленные на месторождениях, приуроченных к врезам верейского горизонта, составляют по категории А+В1+С1 749 тыс. т, по категории В2+С2 – 9 тыс. т, добыча не превышает 10 тыс. т, что составляет, соответственно, 1,8 %/ 0,007 %/ 0,008 % от общих запасов верейского возраста.

Для качественной оценки перспектив нефтеносности «врезовых» объектов необходима постановка поисково-разведочного бурения в их пределах с максимальным отбором как ориентированного, так и изолированного керна из пласта Свр-0. На основе максимального количества лабораторных исследований керна будет уточнен литотип пород, слагающих «врез», созданы петрофизические зависимости для интерпретации материалов ГИС и разработана методика расчета подсчетных параметров пласта Свр-0.

При постановке целенаправленных работ по геологическому изучению врезов необходимо учитывать риски низкой эффективности поисково-разведочных работ, связанных со сложным строением «врезовых» зон. В первую очередь, это неоднородность толщи и особенности вещественного состава заполняющих «врез» отложений, что создает значительные сложности для выявления нефтяных зон. Во-вторых, небольшая ширина «вреза», при которой плохо улавливаются оптимальные для нефтенакопления структурные условия, что затрудняет выбор перспективной точки для постановки глубокого бурения. В-третьих, все «врезы» в поперечном сечении имеют линзовидную форму с выпуклым основанием. В центральной части «вреза» песчаники более отсортированы и крупнозернисты, в бортах замещаются плохо отсортированными песчано-алевролитовыми и глинистыми образованиями. [2]. Отсюда следует, что скважины, пробуренные в прибортовой зоне «вреза», заведомо будут иметь наименьшие дебиты.

Оценивая дальнейшие перспективы выявления новых залежей во «врезах» верейского горизонта на примере уже известных месторождений, можно предположить, что большинство из них будет иметь ограниченные запасы, сложное строение, небольшие размеры и этаж нефтеносности, однако в разработку можно привлечь около 3000 тыс. т извлекаемых запасов.

Список литературы

1. Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника / гл. ред. Б.В. Буров ; отв. ред. Н.К. Есаулова, В.С. Губарева. – М. : ГЕОС, 2003. – 401 с.
2. Геологические предпосылки поисков рукавообразных углеводородных залежей в Среднем Поволжье / Э.З. Бадамшин, Р.А. Батырбаева, Н.П. Лебедев [и др.] // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 20–25.

**ТРЕХМЕРНАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ
ЕЛАБУЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
В РАМКАХ ВЫПОЛНЕНИЯ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ.
ОПЫТ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ**

Е.С. Михина, А.И. Трофимова, А.В. Лифантьев

(ТатНИПИнефть)

В настоящее время одним из основных направлений повышения качества проектирования, управления и контроля над разработкой месторождений нефти и газа является использование цифровых геологотехнологических моделей. Современные программные пакеты позволяют оперировать геологической и технологической информацией в трехмерном объеме (3D). Геологическое моделирование позволяет осуществлять подсчет запасов углеводородов, создает основу для гидродинамического моделирования, локализации остаточных запасов и проектирования новых скважин.

В данной работе был рассмотрен процесс создания геологической модели и применения автоматизации/плагинов для подсчета запасов на примере девонских отложений Елабужского месторождения в программном комплексе RMS компании Roxar.

В административном отношении Елабужское месторождение находится на территории Нижнекамского района Республики Татарстан в 15 км к западу от г. Набережные Челны. В региональном тектоническом отношении оно расположено на юго-восточном палеосклоне Северо-Татарского свода в пределах Камского блока. Месторождение является многопластовым, осложнено разломами, залежи нефти вскрыты в терригенных отложениях девона и карбонатных отложениях среднего карбона.

Объектом для геологической 3D модели выбраны кыновский и пашийский горизонты девонской системы. Во многих скважинах месторождения разделить пласты кыновского и пашийского горизонтов, которые находятся в слиянии, не представляется возможным, также в этих отложениях выделяется единый водонефтяной контакт (ВНК), поэтому они являются одним объектом разработки. На данном месторождении выделены две залежи на Елабужском поднятии, одна залежь на Соболековском поднятии и одна залежь на Танайском поднятии.

В процессе создания геологической модели выполнен ряд стандартных операций:

- сбор, анализ и подготовка необходимой информации, загрузка данных;
- создание концептуальной модели месторождения (пласта, залежи);
- создание структурной модели;
- создание литолого-фациальной модели (ЛФМ);
- создание модели ФЕС;
- создание модели насыщения.

В качестве исходных данных для построения цифровых геологических моделей Елабужского месторождения использовались:

- структурные карты по стратиграфической кровле кыновско-пашийского горизонта верхнего девона;
- контуры нефтеносности;

- скважинные данные: номер скважины, альтитуда, координаты устья, глубина забоя;
- данные замеров кривизны по скважинам (траектория скважины): глубина, угол отклонения от вертикали, азимут искривления ствола скважины;
- параметры скважинных данных, такие как пористость, нефтенасыщенность, индекс группы пород (1 – коллектор, 0 – неколлектор);
- глубина кровли и подошвы продуктивных пластов.

Елабужское нефтяное месторождение осложнено разломами. При создании геологической модели была выстроена геометрическая модель поверхностей разломов. С помощью встроенных программных средств IRAP RMS были сформированы объекты WellPicks, дающие отметки и пространственные положения пластопересечений кровли и подошвы пластов по всем скважинам. Поверхности строились с инкрементом 50×50 м. Такая размерность сетки позволяет достаточно точно отстроить структуру и оптимальна для данной сетки скважин. Расчет и построение структурных сеток по кровле и подошве стратиграфических горизонтов выполнялись с использованием разломной модели с помощью технологии построения согласованных сеток, основанной на методе схождения, который предполагает построение для каждого горизонта структурной сетки, условно выбранной в качестве базовой, построения сеток толщин и выполнение операций с этими сетками.

Для создания структурно-стратиграфического каркаса геологической модели построены:

- структурная сетка по кровле кыновско-пашийского горизонта (рис. 1);
- структурная сетка по подошве кыновско-пашийского горизонта.

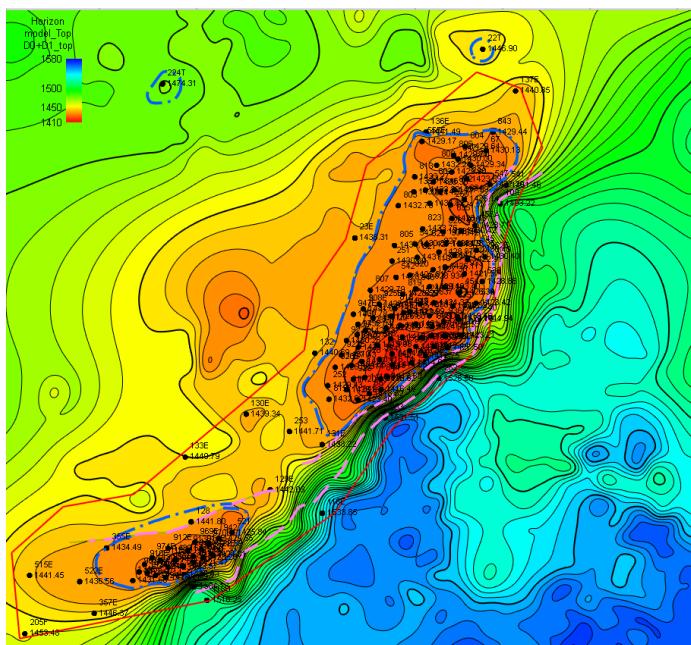


Рисунок 1 – Стратиграфическая структурная поверхность кровли продуктивных отложений кыновско-пашийского горизонта

Трёхмерные геологические сетки строились в объёме между смоделированными структурными поверхностями. Ячейки сеточной модели заданы геометрией «угловой точки» Corner Point. Выбор количества слоев в сетке определялся исходя из особенности геологического строения моделируемого объекта – межскважинного расстояния, коэффициентов расчлененности, распространенности, песчанистости, анализа базы данных РИГИС. В геологической сетке слои были заданы с постоянной средней толщиной ячеек. Такой выбор разрешающей способности сетки позволяет обеспечить сохранение коэффициента песчанистости при переносе скважинных данных на сформированную сетку.

Размерность сеток геологических моделей

Горизонт, ярус	Размер ячеек, м	Количество опр. ячеек	Количество колонок	Количество строк	Количество слоев	Толщина слоя, м	Вид сетки
Кыновско-пашийский	50x50	14716800	438	480	70	0,4	Corner Point

После создания структурного каркаса проводилось осреднение скважинных данных BlockWells на ячейки трехмерной сетки. Процесс осреднения начинается с определения ячеек, через которые прошла траектория скважины. Каждой ячейке присваивается среднее из значений каждой скважинной кривой, попавших в эту ячейку. На сетку усреднялись следующие параметры: литология (коллектор – неколлектор), нефтенасыщенность и пористость.

После этого было проведено литологическое моделирование, суть которого заключается в получении представления о пространственном распространении пород различных литотипов и создании трехмерного параметра литологии (рис. 2). В данной цифровой геологической модели под литотипами подразумевается деление пород на две категории: коллектор и неколлектор.

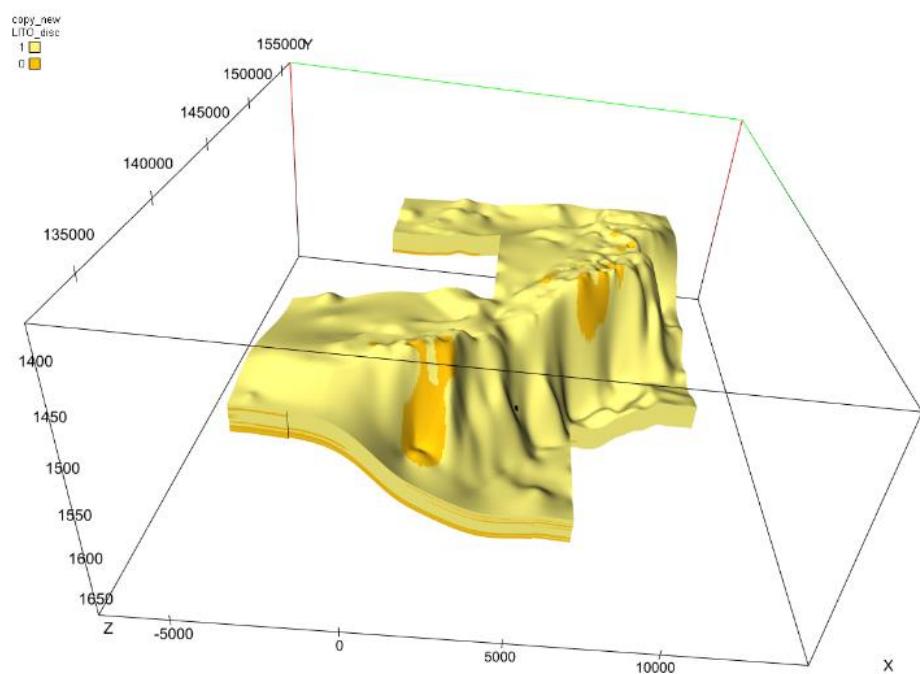


Рисунок 2 – Трехмерный параметр литологии

Пространственное распределение коэффициента пористости для модели девонских отложений выполнялось с учетом литологической модели, т.е. только в ячейках с кодом «коллектор». Куб пористости построен путем

распределения значений коэффициента пористости, рассчитанного вдоль ствола скважин по результатам интерпретации ГИС с помощью инструмента «Petrophysical modelling» (рис. 3).

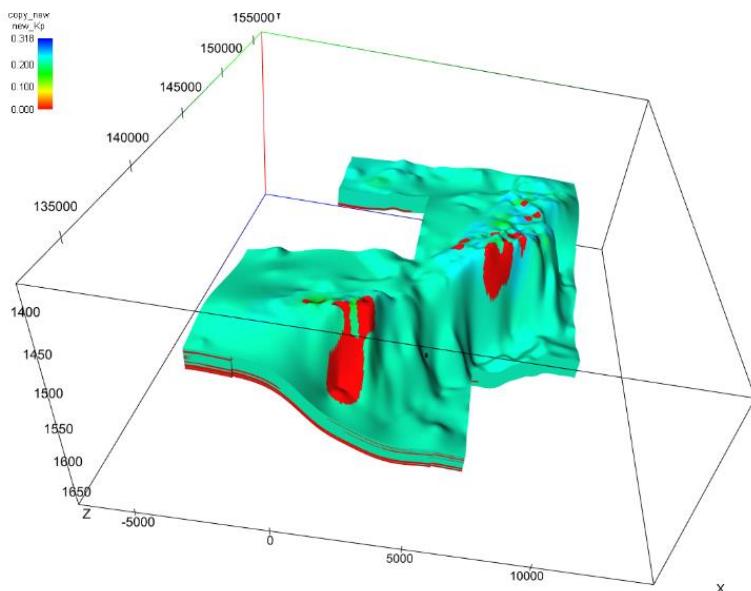


Рисунок 3 – Трехмерный параметр пористости

Для построения модели насыщения внутри трехмерной геологической сетки использовались данные о контурах нефтеносности и зонах распространения коллекторов, значения отметок ВНК, значения коэффициента нефтенасыщенности Кн по РИГИС. Куб начальной нефтенасыщенности получен путем интерполяции значений Кн по РИГИС (рис. 4).

Заключительным этапом построения геологической модели является оценка геологических запасов нефти. Оценка начальных балансовых запасов нефти в геологической модели выполнялась объемным методом.

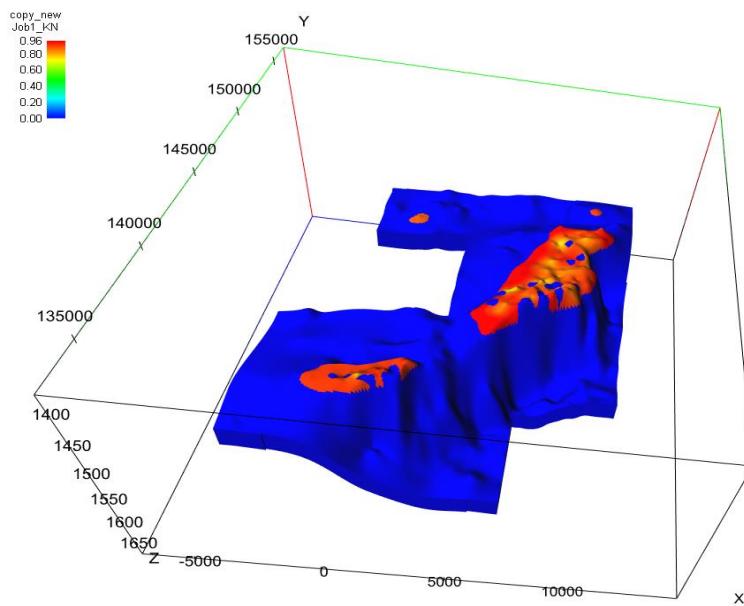


Рисунок 4 – Куб нефтенасыщенности

Формула для расчета начальных балансовых запасов нефти:

$$Q = V \times K_{\Pi} \times K_{\text{H}} \times \rho \times \theta, \quad (1)$$

где V – объем, тыс. м³;

K_{Π} – коэффициент пористости, доли ед.;

K_{H} – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.;

ρ – плотность нефти, кг/м³;

θ – пересчетный коэффициент, доли ед.

Для упрощения и ускорения оценки запасов, подсчетных параметров и процессов картопостроения эффективных толщин по инициативе сотрудников института «ТатНИПИнефть» специалисты компании Roxar (AspenTech.) для ПО RMS разработали ряд автоматизированных плагинов. Плагин – независимо компилируемый программный модуль, динамически подключаемый к основной программе и предназначенный для расширения или использования её возможностей.

В подсчете запасов углеводородов Елабужского месторождения применены следующие плагины:

- «Категория запасов» – рассчитывает границы полигонов категорий запасов;

- «Зоны насыщения, залежи» – рассчитывает 3D параметры (кубы) зон насыщения (ЧНЗ, ВНЗ) и регионов залежей;
- «Таблица № 24» – формирует в виде excel-файла таблицу подсчетных параметров и запасов нефти и растворенного газа по залежам/категориям/зонам насыщения.

Автоматизация процесса подсчета запасов при создании геологической модели является необходимой задачей, выполнение которой оптимизирует построение модели, а также увеличивает время на аналитическую работу над проектом. Применение плагинов обеспечивает формирование отчетных материалов (таблиц, карт), готовых к передаче в проектный документ. Данная методика апробирована на ряде работ при защите в Государственной комиссии по запасам.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВДАВЛИВАНИЯ
РАСКЛИНИВАЮЩЕГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ
ПОРОД ДОМАНИКОВОГО КОМПЛЕКСА
И ОЦЕНКА ИХ ВЛИЯНИЯ ПРИ СОСТАВЛЕНИИ ДИЗАЙНА
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА**

А.А. Нуриев (Уфимский государственный нефтяной технический университет), Д.В. Кашапов (ООО «Фрак градиент»)

Необходимость совершенствования методологий и технологий извлечения углеводородов (УВ) обуславливается ускоряющимися темпами роста энергопотребления в мире: по прогнозным данным, рост к 2030 г. составит 150 %. В то же время 80 % рынка по-прежнему будет приходиться на углеводородное сырье. Поэтому в перспективе ближайших десятилетий вопрос о разработке и оптимизации методик добычи УВ будет на повестке дня

крупнейших нефтегазодобывающих предприятий и научно-исследовательских институтов.

В рамках данной работы рассматривалась задача актуализации дизайна гидравлического разрыва пласта (ГРП) для нефтематеринских пород. Критерием для лабораторного определения был выбран коэффициент вдавливания пропанта, который оказывает непосредственное влияние на моделирование ширины трещины.

Лабораторными методами определены значения для вдавливания расклинивающего материала в нефтематеринские породы доманиковой свиты. Так, вдавливание для пропанта 20/40 составило: в известняках – 0,2–0,4 мм, в известняках глинозированных – 0,23–0,45 мм, в органическом веществе (ОВ) – 0,47 мм. Для пропанта 30/50 в известняках – 0,1–0,5 мм, в известняках глинозированных – 0,13–0,55 мм, в ОВ – 0,47 мм. Применять тот или иной коэффициент при составлении дизайна ГРП необходимо в зависимости от состава слагающих разрез пород, определяя доминирующие литотипы.

Лабораторные исследования на вдавливания пропанта производились на гидравлическом испытательном прессе «ИП-100», предназначенном для статических испытаний на сжатие. Погрешность измерений составляет 2 %.

Для проведения лабораторных исследований образец кернового материала помещался в специальную твёрдосплавную обойму с внутренним диаметром 30 мм, что соответствует диаметру керна. Давление на образец оказывалось посредством внешнего поршня, который под действием пресса входил в обойму. Для эксперимента было принято среднее давление смыкания трещины, полученное при анализе скважин данного объекта и равняющееся 300 атм, но пересчитанное в соответствии с диаметром кернового материала.

Использование гранул двух размерностей 20/40 и 30/50 обусловлено тем, что они зарекомендовали себя при применении ГРП на доманиковых отложениях по территории Республики Башкортостан.

Был построен дизайн ГРП без учёта и с учётом коэффициента вдавливания. Моделирование осуществлялось в программном комплексе «РН-ГРИД», используемом для обеспечения выполнения всех операций и инженерных расчетов, необходимых для проектирования ГРП.

По результатам лабораторных исследований и подготовки дизайна ГРП уточнены особенности пород и получены следующие зависимости:

1. Керновые материалы сложены известняками с высоким содержанием ОВ, глинами (от серого до чёрного цвета). Породы плотные, крепкие, слоистые (переслаивание литологических разностей, подчеркнуто горизонтальной ориентировкой биокластов: тентакулиты, стилиолины, раковинный детрит тентакулит, брахиопод);

2. Литологическое переслаивание пород доманикового комплекса подтверждается лабораторными методами – вдавливание пропанта происходит неравномерно в пределах одного образца;

3. В местах переслаивания пород (известняки и глины) вдавливание пропанта больше на 0,03–0,05 мм, чем в известняках;

4. На местах свежих сколов прослеживается повышенная концентрация ОВ.

Уточнение геометрии ширины трещины позволяет проводить оптимизацию дизайна ГРП для нефматеринских пород доманикового комплекса, подбирать такие режимы проведения мероприятия, которые позволяют увеличить продолжительность действия трещины ГРП.

**МАЛОАМПЛИТУДНЫЕ ЛОВУШКИ
КАК ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ
ДЛЯ ВОСПОЛНЕНИЯ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДОВ**

Л.М. Жданов, Э.Р. Агишев, Р.К. Сабирджонова, Р.В. Раисов, Д.А. Рамаданова
(ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Одной из задач недропользователя является поддержание и восполнение ресурсной базы. Особенно этот вопрос актуален для месторождений на поздней стадии разработки. На месторождениях группы «А» за последние 10 лет наблюдается не только снижение текущих извлекаемых запасов, но и сокращение доли запасов категории В₂. Необходимость поддержания уровня добычи компании путем вовлечения запасов в разработку обуславливает важность проведения геолого-разведочных работ (ГРР) и наращивания ресурсной базы на имеющихся лицензионных участках.

Целью исследований являлся поиск альтернативных вариантов увеличения ресурсной базы углеводородов и дальнейшее вовлечение запасов в добычу на территории деятельности компании.

На N-ном месторождении, примыкающем к правобережной группе месторождений «А», получен положительный опыт бурения небольших по амплитуде поднятий, сопутствующих основной залежи.

Малоамплитудные поднятия (МАП) – замкнутые положительные структуры, выделяемые по сейсмическим исследованиям, амплитуда которых ниже основной залежи, но больше погрешности по сейсморазведке. Наименее изученными бурением скважин на месторождениях группы «А» являются юрские отложения, поэтому первоначальные исследования были направлены именно на эту группу пластов. Качество исходного сейсмоматериала сильно варьируется от современных 3D сейсморазведок с разрешающей способностью по вертикали около 8 м до редких профилей 2D с разрешающей

способностью в 10–12 м. Поэтому осуществлялся поиск и реализация малоамплитудных поднятий интенсивностью более 15 м (рис. 1).

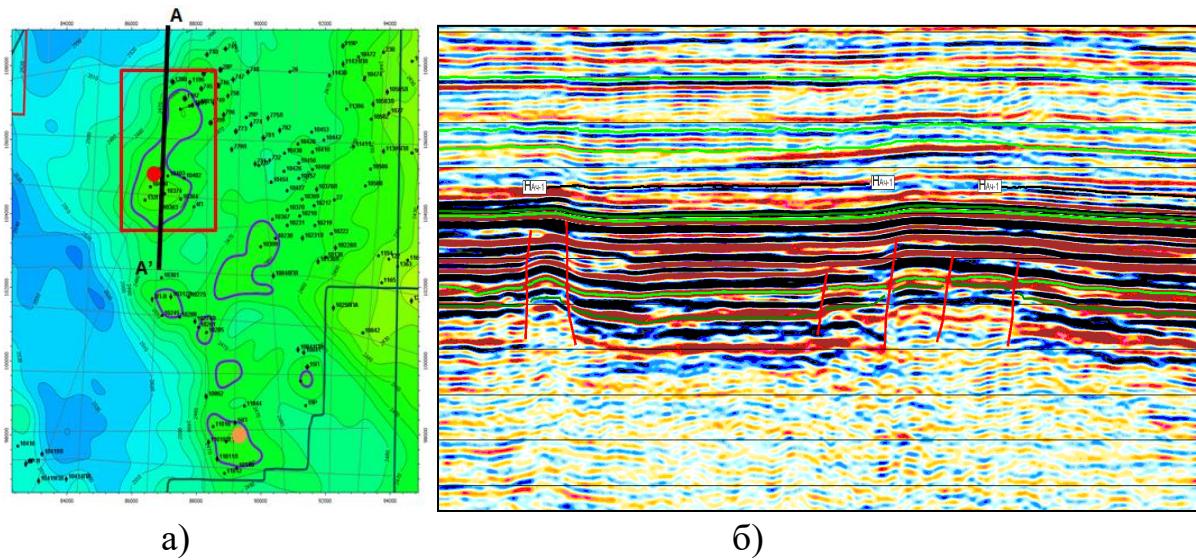


Рисунок 1 – Структурная карта по отражающему горизонту (а)
и временной разрез АА' (б)

Основными этапами выполненных исследований по увеличению ресурсной базы и промысловой оценки пластов являлись:

- 1) выделение перспективных МАП, построение необходимых карт, оценка остаточных извлекаемых запасов и геологических рисков по семикомпонентной методике [1];
- 2) подготовка альбома рисков и перспектив бурения для заинтересованности в последующей реализации. По результатам оценки каждому участку присвоен рейтинг с учетом запасов, геологических рисков, метода реализации; каждый участок отнесен к одной из трех категорий: «запасы», «ресурсы» и «расширения».

В рамках оценки проведена увязка 2D и 3D сейсмического материала различных годов выполнения для группы месторождений, в ходе которой анализировалась единая структурная карта по отражающему горизонту баженовской свиты, являющемуся региональным репером для структурных построений отложений.

Для проведения анализа также были привлечены материалы соседних месторождений. На основании совмещенной карты выделены перспективные зоны и их характеристики [1]: наличие скважин и корректность интерпретации геофизических исследований скважин.

По выделенным МАП произведены построение карт (рис. 2), оценка ресурсов и геологических рисков по семикомпонентной методике [2, 3], которая представляет собой комплексный анализ и количественную оценку критичных для наличия и сохранности залежи углеводородов факторов. Все данные анализа и оценки были сведены в единый формат альбома рисков и перспектив бурения.

Основным критерием на этапе выбора метода реализации являлось наличие проектного или фактического фонда скважин на данных участках. При наличии фонда скважин, вскрывающего пласт, предпочтения отдавались доисследованиям интервала: записи углеродно-кислородного каротажа, позволяющего через колонну оценить текущее насыщение пласта; приобщению интервала и другим геолого-техническим мероприятиям (ГТМ).



Рисунок 2 – Выкопировка обзорной карты выделенных перспективных участков

При имеющихся скважинах рассматривалась возможность зарезки бокового ствола (ЗБС), а при наличии проектного фонда – возможность углубления. В наиболее достоверных участках допускалось увеличение числа скважин на кустовой площадке. В перспективных районах с высокими геологическими рисками предполагалось бурение или углубление скважин в рамках ГРР.

По результатам оценки каждому участку присвоен рейтинг с учетом запасов, геологических рисков, метода реализации и распределения в одну из трех категорий: «Запасы», «Ресурсы» и «Расширения».

К категории «Запасы» относятся зоны, запасы которых уже стоят на балансе, «Ресурсы» – неуверенные районы с предполагаемой продуктивностью, «Расширения» – зоны, прилегающие к стоящим на балансе залежам. В дальнейшем в расчетах рассматривались только МАП, относящиеся к категориям «Расширения» и «Ресурсы», поскольку цель работы заключается в наращивании ресурсной базы, а не в доизучении запасов, уже стоящих на балансе.

В результате ранжирования был определен топ-10 зон для реализации. В него вошло три МАП категории «расширения» и семь – «ресурсы». По трём зонам согласовано углубление скважин с новых кустовых площадок, по шести – бурение ЗБС и по одной МАП – углубление разведочной скважины в рамках ГРР.

Рассмотрим один из реализованных районов более подробно. На одном из месторождений был выделен участок, на котором по структурной карте установлен ряд замкнутых структур, некоторые из которых вскрыты скважинами (рис. 1). Также в этом районе по одной из скважин получен приток воды с нефтью, что косвенно указывает на перспективность данного участка. Выделенный район, характеризующийся покрытием 3D сейсморазведки и наибольшими предполагаемыми начальными геологическими запасами, скважинами не вскрыт, обозначенный фонд добурен только до пласта У.

Вероятность геологической успешности составляет 0,58. В соответствии с оценкой предложено углубить одну из проектных скважин, запланированную на пласт У, до Х для реализации данного участка. По результатам бурения выявлено 5,8 м начальных нефтенасыщенных толщин при ожидаемых 6,2 м (рис. 3).

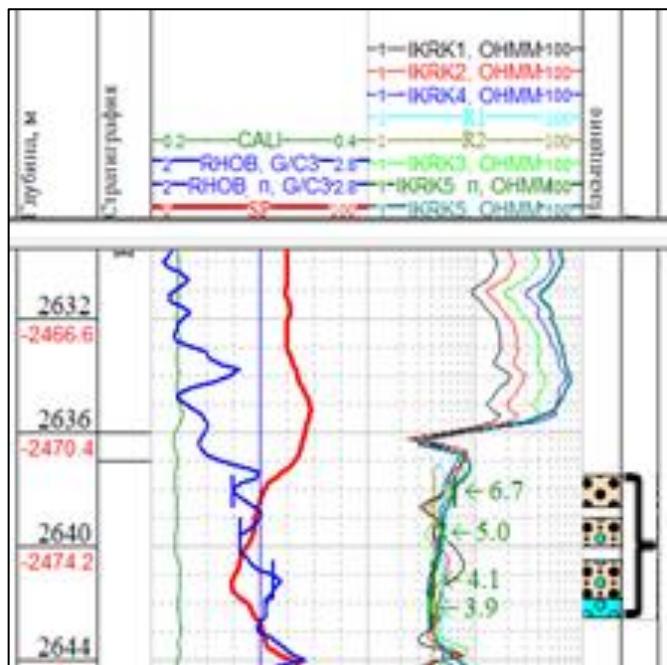


Рисунок 3 – Планшет пробуренной скважины месторождения

В результате запуска скважины в добычу получен приток нефти дебитом 70 т/сут и обводненностью 14 %, на 01.01.2022 накопленная добыча нефти составила 6,3 тыс. т. Начальные извлекаемые запасы по данному району оцениваются в 50 тыс. т, что позволяет заложить две скважины ЗБС.

Всего реализовано 9 зон из 10 запланированных, одно мероприятие отменено по технологическим причинам, в восьми зонах вскрыт нефтенасыщенный коллектор. Получен фактический прирост начальных геологических запасов, близкий к ожидаемому.

Вывод. Предложенная методика поиска, оценки и реализации малоамплитудных поднятий является эффективной при сравнительно небольших трудозатратах. Использование данной методики позволяет

выявить и реализовать перспективные зоны на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки.

На сегодняшний день по данному алгоритму произведена оценка перспектив пластов X и Y. Суммарно выделено 123 района, в которых на 2023 г. запланирована реализация 19 МАП с ожидаемым существенным восполнением ресурсной базы углеводородов.

Список литературы

1. Роуз П.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопоисковыми проектами / пер. с англ. под ред. В.И. Пороскуна ; под общ. ред. Н.А. Малышева. – М. ; Ижевск : НИЦ «РХД» ; Институт компьютерных исследований, 2012. – 301 с. – (Библиотека нефтяного инжиниринга / ОАО «НК «Роснефть»).
2. Ефстафьев И.Л. Оценка геологических рисков при планировании геологоразведочных работ на стадии поиска месторождения // Вести газовой науки. – 2018. – № 4. – С. 19.
3. Теоретические основы и методы поисков и разведки скоплений нефти и газа : учеб. для вузов / А.А. Бакиров, Э.А. Бакиров, В.С. Мелик-Пашаев [и др.] ; под ред. А.А. Бакирова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Высшая школа, 1987. – 384 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ЮГО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПРИКАСПИЙСКОГО И В АРАЛО-УСТЮРТСКОМ РЕГИОНАХ

О.И. Меркулов (АО «Росгео»), С.В. Сизинцев (АО «НВНИИГГ»)

В последние годы в связи с истощением ресурсной базы углеводородов (УВ) традиционных регионов нефтегазодобычи все большее внимание

уделяется перспективным, но ранее не изученным или слабоизученным территориям. К таким в европейской части Российской Федерации относится юго-западная часть Прикаспийской нефтегазоносной провинции (НГП) (рис. 1), в северной части Республики Узбекистан и сопредельной территории Республики Казахстан – Северо-Устюртская и Восточно-Аральская газонефтеносные области (ГНО) (рис. 2).

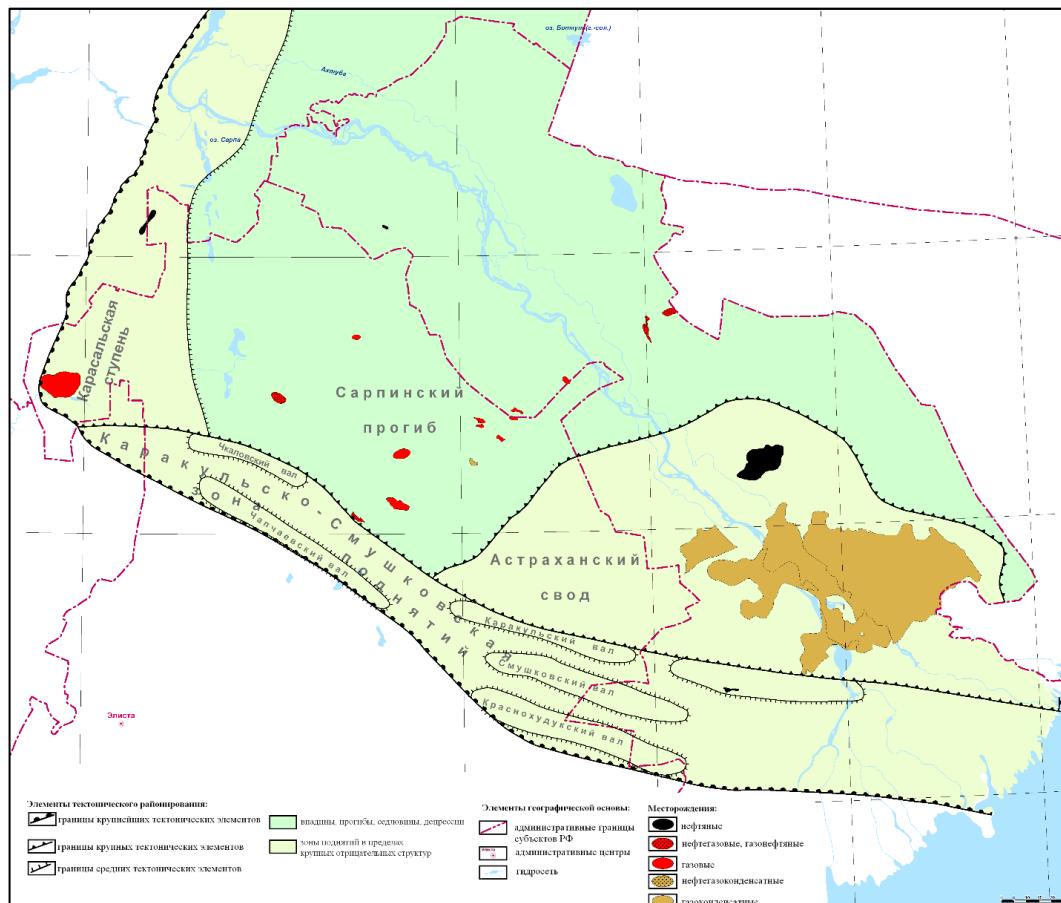


Рисунок 1 – Обзорно-тектоническая схема юго-западного сектора Прикаспийской впадины

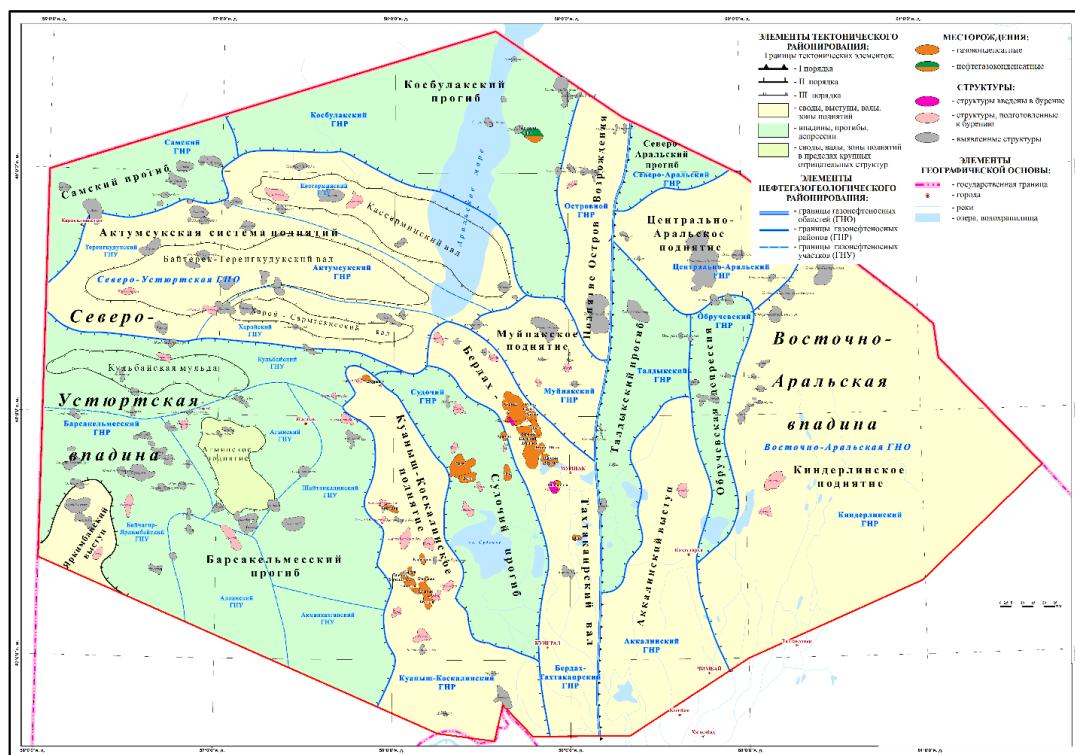


Рисунок 2 – Обзорно-тектоническая схема узбекистанского сегмента Арало-Устюртского региона

Плотность сейсморазведочных профилей МОГТ-2D в астраханском и калмыцком секторах Прикаспийской НГП по состоянию на 01.01.2022 составляет 1,4 и 1,6 пог. км/км² соответственно. Основной объем их сосредоточен в пределах Астраханского свода. Плотность изученности сейсморазведкой 2D здесь составляет 2,2 пог. км/км². В северной части рассматриваемой территории этот показатель составляет 0,1–0,7 пог. км/км².

С размещением объемов глубокого бурения в юго-западной части Прикаспийской НГП наблюдается аналогичная картина. Наиболее изучена бурением территория Астраханского свода. Кроме того, резко дифференцированы плотности буровой изученности по надсолевым и подсолевым отложениям. Всего в астрахано-калмыцком Прикаспии пробурено около 650 глубоких скважин, из них 130 вскрыли подсолевые отложения. Средняя плотность буровой изученности по надсолевым отложениям превышает этот показатель по подсолевым более чем в 5 раз.

По состоянию на 01.01.2021 начальные суммарные извлекаемые ресурсы УВ Астраханской области и Республики Калмыкия (Прикаспийский сектор) составили 10,5 млрд т. у.т. В структуре начальных суммарных ресурсов УВ резко доминирует газ – 83,6 %. На извлекаемые ресурсы нефти приходится 5,4 %. При этом освоенность запасов свободного газа и нефти составляет 6 % и менее 1 % соответственно.

Наиболее перспективными направлениями геолого-разведочных работ являются девонско-нижнекаменноугольное и нижнепермское Астраханского свода, среднекаменноугольно-нижнепермское (конусы выноса) Заволжского и Сарпинского прогибов, подсолевые объекты в пределах Юстинского поднятия, надсолевые отложения Сарпинского прогиба [1].

Девонские отложения залегают на доступных для бурения глубинах в пределах Астраханского свода, Каракульско-Смушковской зоны и Карасальской моноклинали. Важнейшим результатом глубокого бурения на отложения терригенного девона в пределах Астраханского свода является получение притока бессернистого газа из эмских отложений (интервал 6459–6522 м) в скважине Девонская № 2. Результаты аналитических исследований каменного материала и органического вещества (ОВ) свидетельствуют о наличии в отложениях эмского и живетского ярусов нефтегазоматеринских толщ с качеством и количеством ОВ, достаточным для формирования крупных скоплений УВ.

Верхнедевонско-нижнекаменноугольная часть разреза также вызывает поисковый интерес. Результаты бурения свидетельствуют о наличии в этом интервале отличных по качеству коллекторов (катастрофические поглощения в скважине Девонская № 1, выбросы флюидов в скважине Володарская № 2 и др.). Кроме того, на уровне отложений верхнего девона получила развитие нефтегазоматеринская толща с благородным II типом ОВ.

Перспективными также являются *нижнепермские* кремнисто-глинисто-карбонатные ассельско-артинские и карбонатно-сульфатные иреньские

(филипповский горизонт) отложения. Промышленная продуктивность и прямые признаки нефтегазоносности были получены при опробовании целого ряда скважин Астраханского свода. Ассельско-артинская часть характеризуется высоким содержанием органического углерода (Сорг) и может являться источником «сланцевой» (доманикоидной) нефти. Филипповские отложения можно рассматривать как потенциальный резервуар для углеводородов, мигрирующих из более древних раннепермских отложений.

Следующее направление ГРР – *среднекаменноугольно-нижнепермские конусы выноса в прогибах по северной и западной периферии Астраханского свода* [2]. В данной части Прикаспийской впадины по результатам переобработки и переинтерпретации архивных материалов прогнозируется присутствие значительного по размерам шлейфового образования с возможными телами конусов выноса в преимущественно терригенной толще отложений среднекаменноугольно-раннепермского возраста.

Еще одно направление – поиск *крупных подсолевых объектов* на территории Юстинского поднятия, расположенного западнее Астраханского свода в пределах Сарпинского прогиба. Поднятие осложнено локальными вершинами, образующими единую дугообразную цепочку. Линейные размеры Юстинского поднятия составляют 36x15 км, амплитуда достигает 350 м. Суммарная площадь закартированного объекта составляет более 400 км².

Перспективы также связаны с *надсолевым направлением*. За более чем столетнюю историю поисковых работ в надсолевых отложениях Прикаспийской НГП выявлено около 100 месторождений нефти и газа. На территории Астраханской области находится Верблюжье месторождение с залежами в надсолевых отложениях. По своим начальным запасам месторождение относится к категории крупных.

Арало-Устюртский регион также характеризуется невысокой степенью геолого-геофизической изученности. Наиболее изучен узбекистанский сектор

Северо-Устюртской ГНО. Плотность сейсморазведочных профилей МОГТ-2D здесь по состоянию на 01.01.2022 составляет 0,65 пог. км/км². В основном изучены центральная и западная части сектора. Вместе с тем в северной, восточной и южной его частях отработаны единичные региональные профили.

Казахстанская часть региона также изучена неравномерно. Работы выполнялись преимущественно в границах лицензионных блоков и в районе открытых месторождений. Акватория Аральского моря покрыта редкой сетью региональных профилей 1973–1974 гг.

Бурением узбекистанский сектор охарактеризован крайне недостаточно и неравномерно. Наиболее изучены бурением территории Бердах-Тахтакаирского вала и Куаныш-Коскалинского поднятия, где, собственно, и открыты основные месторождения региона. Плотность буровой изученности здесь достигает 19 скв./тыс. км². Вместе с тем за пределами этих тектонических элементов буровая изученность резко падает и может составлять 0,2–1 скв./тыс. км².

В казахстанском секторе региона пробурено более 70 поисково-разведочных скважин, расположенных преимущественно к западу и востоку от бывшей акватории Аральского моря. Плотность буровой изученности в среднем составляет 1,3 скв./тыс. км². Здесь открыт целый ряд газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений: Кзылой, Аккуловское, Бозойское и др.

Согласно количественной оценке по состоянию на 01.01.1988 ресурсный УВ потенциал Северо-Устюртской ГНО оценивался в 2,6 млрд т у.т.

Среди наиболее перспективных территорий для постановки ГРР можно выделить Бердах-Тахтакаирский вал, Куаныш-Коскалинское поднятие, Судочий, Косбулакский и Самский прогибы [3].

Территорией, к которой на текущий момент приурочен наибольший объем запасов УВ, является Бердах-Тахтакаирский вал. Здесь открыт целый ряд месторождений: Сургил, Куйи Сургил, Арслан, Инам, Бердак и др. При

этом в последние годы большое внимание стало уделяться нижнеюрскому интервалу разреза, что позволило выявить новые месторождения и залежи УВ.

На территории Куаныш-Коскалинского поднятия также расположено значительное количество газоконденсатных месторождений: Гарбий Борсакелмас, Сайхун, Тиллали, Акчалак, Кокчалак и др. Промышленные залежи УВ приурочены к отложениям палеозоя, нижней, средней и верхней юры. При проведении в пределах участка детальных сейсморазведочных работ возможно выявление объектов, аналогичных открытым месторождениям.

Поисковый интерес также представляет территория Судочьего прогиба, где расположены месторождения Урга, Дали, Арал. При этом прогиб менее изучен глубоким бурением по сравнению с Куаныш-Коскалинским поднятием и Бердах-Тахтакаирским валом.

Косбулакский прогиб характеризуется благоприятными условиями для генерации и сохранения УВ в интервале отложений от палеозоя до нижнего мела. Для этой территории характерно наличие всех необходимых условий для формирования промышленно значимых скоплений УВ: хорошие по качеству нефтегазоматеринские толщи, оптимальная зрелость ОВ, наличие коллекторов и зональных покрышек. В верхней части палеозойского интервала предполагается развитие сульфатно-галогенной покрышки, что повышает перспективы нижней части осадочного чехла.

Аналогичными условиями характеризуется Самский прогиб, расположенный западнее Косбулакского. Территория прогиба характеризуется благоприятными условиями для генерации и сохранения УВ. Миграция УВ, предположительно, осуществлялась в расположенные в пределах прогиба приподнятые участки (локальные структуры).

Выводы

Ресурсный УВ потенциал слабоизученных территорий и комплексов юго-западной части Прикаспийской НГП, а также Северо-Устюртской и Восточно-Аральской ГНО превышает 13 млрд т у.т. Это является основанием

для планирования и размещения здесь широкомасштабных ГРР. По каждому из регионов обосновано несколько высокоперспективных направлений работ. В свою очередь, по каждому из направлений возможно открытие крупных, преимущественно газовых месторождений.

Список литературы

1. Меркулов О.И., Титаренко И.А., Сизинцев С.В. Направления развития минерально-сырьевой базы углеводородного сырья в юго-западной части Прикаспийской нефтегазоносной провинции // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2022. – № 3-4. – С. 15–22.
2. Астраханский карбонатный массив: строение и нефтегазоносность / под редакцией Ю.А. Воложа, В.С. Парасыны. – М. : Научный мир, 2008. – 221 с.
3. Афанасенков А.П., Меркулов О.И., Сизинцев С.В. Ключевые аспекты формирования зон нефтегазонакопления в отложениях палеозоя и мезозоя Северо-Устюртского региона // Геология Средней Азии: состояние изученности и перспективы развития : материалы междунар. науч.-практ. конф., 23 дек. 2021 г. : в 2 т. – Навои, 2022. – Т. 1. – С. 44–50.

ВИДЫ КОНЦЕНТРАЦИИ ВЕЩЕСТВА И ИХ ЗНАЧИМОСТЬ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

И. З. Денисламов, А. А. Имамутдинова

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Все процессы, происходящие на Земле, связаны с понятием «концентрация вещества». В работе [1] выделены два вида концентрации вещества.

Первый вид характерен для моновещества и показывает количество структурных единиц в объеме пространства. Изменение концентрации связано с воздействием на вещество, как правило, одним или несколькими факторами одновременно: изменением давления, объема и температуры вещества. Изотермическое сжатие определенного объема газа в два раза приводит к аналогичному повышению концентрации молекул газа. При тепловом воздействии на стальные трубы происходит их пространственное расширение и снижение концентрации атомов металла в единичном объеме труб. Общий вид концентрации вещества первого вида отражается формулой 1:

$$C(I) = \frac{N}{V}, \quad (1)$$

где $C(I)$ – концентрация вещества первого вида; N – количество вещества в виде структурных элементов (атомы, молекулы, ионы), выражается числом структурных единиц вещества, массой, молями, объемом вещества; V – объем пространства, в котором находится вещество.

Количество вещества выражают разными способами: в массовом или объемном выражении, молях, как число структурных элементов, поэтому единица измерения концентрации первого вида может быть самой разной [2, 3].

Второй вид концентрации показывает долю одного вещества в многокомпонентном составе [4, 5]. Понятие характерно для статических объектов нефтедобычи (состав металла трубопроводов и емкостного оборудования), так и динамических процессов, протекающих при добыче, транспортировке и сепарации пластовой продукции. Этот вид концентрации выражают формулой 2:

$$C(II) = \frac{N_i}{\sum N_i}, \quad (2)$$

где $C(II)$ – концентрация вещества второго вида; N_i – количества одного из компонентов вещества; $\sum N_i$ – количество многокомпонентного вещества.

Второй вид концентрации является безразмерной величиной и выражается в долях от единицы или в процентах.

В статье [1] отмечается, что концентрацию вещества можно замерить датчиками давления и температуры и даже линейкой или рулеткой. Рассмотрим два примера измерения концентрации вещества с помощью датчика давления.

Первый пример, когда в исследовательской камере PVT происходит изотермическое сжатие газа. Повышение концентрации первого вида фиксируется с помощью датчика давления как увеличение числа соударений молекул газовой среды об измерительное устройство датчика, например, пьезоэлемента.

Если массу и объем газа в указанной камере не менять, а повышать его температуру путем нагрева, то давление также будет повышаться, несмотря на неизменность концентрации вещества. Данное противоречие можно устранить добавлением в классификацию процессов третий вид концентрации – кажущуюся концентрацию. Благодаря повышению кинетической энергии молекул газа и скорости их движения, количественное присутствие молекул в зоне пьезодатчика за единицу времени повышается, растет и количество соударений молекул об измерительное устройство. Концентрацию третьего вида предлагается выразить формулой 3:

$$C(III) = \frac{N}{\Delta T \cdot V}, \quad (3)$$

где $C(III)$ – концентрация вещества третьего вида; N – количество вещества в виде структурных элементов (атомы, молекулы, ионы), выражается числом структурных единиц вещества, массой, молями, объемом вещества; V – объем пространства, в котором находится вещество, м^3 ; ΔT – единичный временной интервал, с.

Процесс теплопередачи от одного тела к другому также можно рассмотреть с точки зрения кажущейся концентрации. При нагреве бомбы

PVT любым методом воздействие оказывается на металл (сталь) замкнутой камеры. Интенсификация колебательных движений атомов железа с одной стороны повышает кажущуюся концентрацию атомов металла, с другой стороны, через соударения кинетическая энергия металла переносится молекулам газа или жидкости в бомбе с последующим повышением давления.

Рассмотрим второй пример в пользу термина «кажущаяся концентрация» вещества из области полярных веществ. Они способны поляризоваться (ориентироваться в электростатическом поле) благодаря строению молекул в виде диполей, в которых одна сторона молекулы приобретает отрицательный электрический заряд, а противоположная – положительный заряд. Полярность такой молекулы, в частности у воды, объясняется исключительно ее строением – атомы водорода расположены асимметрично относительно тяжелого атома кислорода. Электронные облака атомов водорода смещены в сторону кислорода и движутся по вытянутой эллипсоиде, поэтому за единицу времени формируется их повышенное временное присутствие на стороне атома кислорода и пониженное – на стороне двух атомов водорода. Пример показывает разницу в концентрации электронов за единицу времени на разных полюсах диполя.

Выявить полярность вещества можно во взаимодействии с другим полярным веществом. Например, известно, что при смешении этилового спирта с водой выделяется тепловая энергия. Из-за интенсивного движения диполей вследствие сильного притяжения частей с разноименными зарядами по закону Кулона и возникновения жидкостного трения повышается температура раствора. То есть и концентрацию вещества третьего вида можно оценить с помощью такого традиционного измерительного устройства, как термометр.

Известно, что наиболее значимо разнополярность веществ проявляется на межфазной поверхности в виде формирования силы поверхностного натяжения. Большинство технологий в добыче и подготовке нефти, газа и

воды связаны с изменением последнего параметра, как правило, путем изменения концентрации веществ на этой граничной зоне [6]. Речь идет о поверхностно-активных веществах (ПАВ) полезного действия – деэмульгаторах с растворимостью либо в полярной воде, либо в неполярном масле (нефти). При повышении концентрации деэмульгатора на межфазной поверхности будет снижаться сила поверхностного натяжения из-за размывания границы по разнополярности веществ и повышения взаимопроникновения молекул двух сред с разной полярностью. Можно предположить, что это приведет к незначительному повышению температуры межфазной поверхности двух сред, как в случае со спиртом и водой. Но в данном случае изменение концентрации вещества второго вида замеряют более надежным способом – с помощью сталагмометра. Проведя серию экспериментов, можно найти ту оптимальную концентрацию полезных ПАВ в одной из фаз разнополярных жидкостей, которая обеспечит снижение силы поверхностного натяжения на необходимую величину. Это изменение концентрации вещества второго типа.

Изменяя концентрацию вещества первого или второго вида, становится возможным выполнение количественной диагностики отложений в колонне лифтовых труб скважин и промысловых трубопроводов. Технологии по оценке внутреннего состояния данного вида оборудования, основанные на применении датчиков температуры и давления, влагомера, приведены в работе [7]. Наиболее привлекательным для диагностики является продвижение по осложненному отложениями участку трубопровода порции высоковязкой эмульсионной жидкости с постоянным расходом, обеспечиваемым передвижным насосным агрегатом типа ЦА-320. Время продвижения реперной жидкости высокой вязкости фиксируется двумя высокоточными датчиками давления, установленными в начале и конце осложненного участка. Собственно, по двум временным скачкам давления в зоне датчиков и судят о времени продвижения репера и об объеме подвижной жидкости между

датчиками и в конечном счете объеме отложений на проблемном участке объекта исследования. Порция эмульсионной жидкости является подвижным местным сопротивлением, её продвижение по трубопроводу обеспечивает определенный градиент давления на границах с трубопроводной жидкостью. Повышение же давления, фиксируемое датчиками давления при прохождении реперной высоковязкой эмульсии, объясняется повышенной концентрацией молекул транспортируемой трубопроводной жидкости до реперной эмульсии и их активностью в колебательных движениях. Данный пример показывает, что датчиками давления замеряется повышенная концентрация вещества первого вида.

Наиболее яркий и одновременно доступный метод измерения концентрации первого и второго вида с помощью двух датчиков давления во внутристкважинной зоне реализован на нефтедобывающей скважине ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина [8]. Авторами изобретения предложен порядок исследований по установлению оптимальных значений забойного давления и давления на приеме глубинного штангового насоса. Для этого определяется влияние положения динамического уровня жидкости на суточную добычу нефти по скважине. Перегиб этой дугообразной зависимости и показывает искомые значения уровня и давлений. Левая сторона от максимума зависимости показывает интенсификацию притока пластовых флюидов в скважину со снижением забойного давления, а правая сторона – отрицательное влияние на работу насоса снижения давления в зоне плунжерного насоса.

Содержание воды в составе добываемой жидкости оценивали с помощью двух датчиков давления по способу, предложенному в источнике [9]. Датчики давления были синхронизированы по времени и установлены над продуктивным пластом исследуемой скважины на расстоянии 10 м по вертикали.

По разнице показаний двух датчиков судят о плотности водонефтяной эмульсии, а значит и о содержании нефти и воды в добываемой пластовой продукции. Это пример того, что датчик давления замеряет концентрацию вещества первого вида, так как идет определенное сжатие и повышение концентрации условного моновещества. Это может быть вода, нефть или водонефтяная эмульсия. А концентрация вещества второго вида в виде доли воды в добываемой жидкости f_e определяется по формуле:

$$f_e = \frac{\frac{P_1 - P_2 - P_{mp}}{(H_1 - H_2) \cdot g} - \rho_n}{\rho_e - \rho_n} \quad (4)$$

где P_1 – давление в зоне нижнего датчика, Па;

P_2 – давление в зоне верхнего датчика, Па;

H_1 – глубина по вертикали нижнего датчика, м;

H_2 – глубина по вертикали верхнего датчика, м;

ρ_e и ρ_n – плотности воды и нефти между двумя рассматриваемыми датчиками

при среднем давлении $P_{cp} = \frac{P_1 + P_2}{2}$, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

P_{mp} – потеря давления на трение при движении жидкости снизу вверх, Па.

Теория ударной волны в газовых и жидкких средах описана в работе [10]. Авторы отмечают, что ударная волна представляет собой волну сжатия вещества, передвигающуюся со сверхзвуковой скоростью, в которой наблюдается скачок плотности, давления и температуры вещества. Остается лишь добавить, что эти параметры и характеризуют концентрацию вещества первого вида.

Выводы:

1. Классификация видов концентрации веществ в природе и в нефтедобыче, в частности, дополнена понятием «кажущаяся концентрация». Термин подразумевает пребывание структурных элементов вещества (атомы,

молекулы, ионы, электроны) в определенной зоне наблюдаемого объекта за единицу времени;

2. На примерах показано, что концентрацию вещества можно измерить не только специальными устройствами и приборами, но и с помощью датчиков давления и температуры;

3. Практически все процессы в природе, и в нефтедобыче в частности, можно рассматривать с точки зрения изменения концентрации вещества.

Список литературы

1. Концентрация вещества – информационный показатель технологических процессов в нефтедобыче / И.З. Денисламов, Ю.В. Зейгман, А.А. Имамутдинова, А.И. Денисламова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2021. – № 3 (131). – С. 9–19.

2. Глинка Н.Л. Общая химия : учебник для бакалавров. – 18-е изд., перераб. и доп. – М. : Юрайт, 2012. – 898 с.

3. Штрубель Г., Циммер З. Минералогический словарь : пер. с нем. – М. : Недра, 1987. – 494 с.

4. Dybkaer R. The meaning of «concentration» // Accreditation and Quality Assurance. – 2007. – Vol. 12, № 12. – P. 661-663. – DOI: 10.1007/s00769-007-0316z.

5. Справочник по Drager-Tube/CMS : справочное руководство по измерениям при анализе почвы, воды и воздуха, а также технических газов. – Lubeck : Drager Safety AG Co KGaA, 2003. – 393 с.

6. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия : избр. труды. – М. : Наука, 1978. – 368 с.

7. Денисламов И.З., Зейгман Ю.В., Гафаров Ш.А. Исследования характеристик скважин и трубопроводов в нефтедобыче : учеб. пособие. – Уфа : Монография, 2019. – 208 с.

8. Патент № 2683435 С1 Российская Федерация, МПК E21B 47/10, E21B 47/06, E21B 43/12. Способ подбора оптимального режима работы нефтяной скважины : № 2018103785 : заявл. 31.01.2018 : опубл. 28.03.2019 / В.В. Ахметгареев, Н.А. Назимов, Г.Л. Мусаев ; заявитель Публичное акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина.

9. Патент № 2610941 С Российской Федерации, МПК E21B 47/10. Способ оценки обводненности продукции нефтедобывающей скважины : № 2015151849 : заявл. 02.12.2015 : опубл. 17.02.2017 / И.З. Денисламов, И.З. Исаев, Р.Р. Ишбаев.

10. Астахов А.В. Курс физики : в 3 т. Т. 1. Механика. Кинетическая теория материи : учеб. пособие для вузов. – М. : Главная редакция физико-математической литературы, 1977. – 384 с.

**ОЦЕНКА ПРИМЕНИМОСТИ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ
ДЛЯ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ
С УЧЕТОМ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ
И ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

Л.И. Минихаиров (СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»)

При разработке зрелых месторождений, характеризующихся высокой долей трудноизвлекаемых запасов, актуальными являются задачи по разработке и внедрению оптимальных методов увеличения нефтеизвлечения (МУН), которые могут способствовать максимальному извлечению нефти и увеличению длительности разработки месторождения. Одной из перспективных технологий, направленных на решение подобных задач, является технология ПАВ-полимерного заводнения. ПАО «Татнефть» обладает большим количеством высоковыработанных объектов, что

обуславливает необходимость разработки, адаптации и внедрения технологии ПАВ-полимерного заводнения под условия месторождений компаний.

Лабораторные исследования

Первым этапом при разработке технологии ПАВ-полимерного заводнения является комплекс лабораторных работ с целью определения оптимальных марок полимера и поверхностно-активного вещества (ПАВ), используемых для приготовления финального раствора, формулируются требования к подбору объектов применения технологии и оценивается потенциал эффективности технологии. Затем подобранные марки реагентов используются для проведения фильтрационных исследований на естественных образцах керна, выявляются зависимости динамики давлений от объемов закачки и оценивается потенциал по приросту коэффициента вытеснения [1].

Всего было проведено более 2000 экспериментов и 56 фильтрационных тестов. Исходя из полученных данных, общий усредненный прирост коэффициента вытеснения нефти находится в пределах 30 %. Анализ отдельных экспериментов позволил выявить, что самые высокие значения коэффициента вытеснения были зафиксированы при наиболее высоких значениях компонентов ПАА и ПАВ. Поэтому данные варианты в условиях проведения фильтрационных экспериментов отмечены как более эффективные и рекомендованы для проведения гидродинамического моделирования.

Гидродинамическое моделирование керна

Проведение фильтрационных исследований ПАВ-полимерной композиции дает достаточно много информации, но оценить эффект технологии, применяя только аналитические методы, достаточно сложно, т.к. при таком подходе не учитывается множество геологических и физико-химических факторов. Для более точного прогнозирования эффекта рекомендуется применение геолого-гидродинамических моделей (ГДМ),

которые необходимо настроить правильно с учетом полученной информации в рамках лабораторных исследований.

В качестве дополнительного средства, позволяющего повысить качество и снизить степень неопределенности задания свойств ПАВ и полимера, полученных путем лабораторных исследований, используются построенные ГДМ керна в масштабе 1:1 (рис. 1), на которых воспроизводились фильтрационные исследования, проводимые на кернах, с целью получения аналогичных результатов.

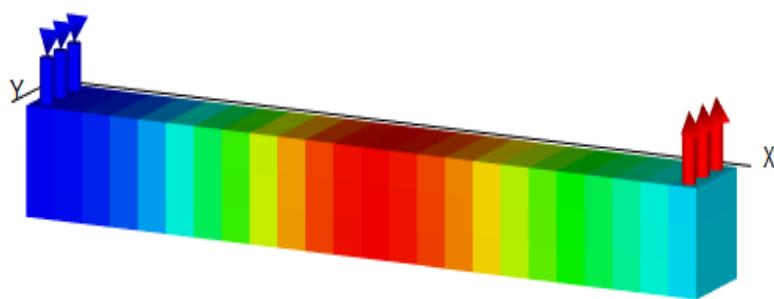


Рисунок 1 – Модель 48 см керна состоит из 12 образцов керна по 4 см. На рисунке показано образование вала нефти (красный цвет) в центральной части после закачки ПАВ-полимерного состава

ГДМ керна строились на основе описательных данных керна, т.е. для каждого образца имелись характеристики, такие как пористость, проницаемость, поровый объем. Для всей модели были известны значения начального давления, температуры, начальной нефтенасыщенности.

Моделировались фильтрационные эксперименты, которые проводились в следующей последовательности:

1. Первичное вытеснение нефти водой путем фильтрации воды в количестве одного объема пор модели пласта с объемной скоростью фильтрации $25 \text{ см}^3/\text{ч}$;

2. Довытеснение нефти ПАВ-полимерной композицией путем фильтрации композиции в количестве одного объема пор модели пласта с объемной скоростью фильтрации $25 \text{ см}^3/\text{ч}$;

3. Довытеснение нефти водой в количестве двух объемов пор модели пласта с объемной скоростью фильтрации $25 \text{ см}^3/\text{ч}$.

Особенностью современных симуляторов в части моделирования ПАВ и полимеров является то, что свойства задаются отдельно для ПАВ и для полимера. Таким образом, в модели керна ПАВ был описан через следующие параметры:

- зависимости вязкости водного раствора от концентрации ПАВ;
- зависимости динамической адсорбции ПАВ от концентрации ПАВ;
- зависимости поверхностного натяжения от концентрации ПАВ;
- ОФП в системе «нефть – раствор ПАВ-ПАА»;
- функции смешиваемости от капиллярного числа.

Полимер был описан через следующие параметры:

- зависимости динамической адсорбции полимера от концентрации полимера;
- зависимости вязкости водного раствора от концентрации полимера;
- зависимости вязкости водного раствора от скорости потока водной фазы;
- коэффициент остаточного сопротивления породы;
- недоступный поровый объем для полимерного раствора.

Эти параметры, полученные из результатов лабораторных исследований, задаются в ГДМ для воспроизведения эффекта ПАВ-полимерной композиции, полученного в ходе фильтрационных исследований (табл. 1).

Таблица 1
Итоговые результаты моделирования фильтрационных экспериментов

Фильтрационные эксперименты	1 этап	2 этап	3 этап	Итого
	Закачка воды	Закачка ПАВ-ПАА	Закачка воды	
	Отклонение ГДМ от результатов лабораторных исследований			
Закачанный ПО	1	1	2	4
$K_{\text{выт}}, \%$	0,03	0,9	0,3	0,3
Прирост $K_{\text{выт}}, \%$	–	1,2	1,2	0,0

Исходя из полученных результатов, представленных в табл. 1, использование такого перечня параметров для описания ПАВ-полимерной композиции достаточно для удовлетворительного воспроизведения фильтрационных исследований на ГДМ.

С целью верификации параметров, которые применялись для описания ПАВ-полимерной композиции в ГДМ керна строится ГДМ с размерами ячеек, сопоставимыми с размерами ячеек ГДМ залежи. ГДМ керна с размером ячейки 1 см и ГДМ модели с размером ячейки 50 м могут по-разному воспроизводить эффекты из-за разбавления (рис. 2 и 3) концентрации ПАВ-полимерного состава на большой ячейке.



Рисунок 2 – Модель, состоящая из одной ячейки размером 50 м между скважинами

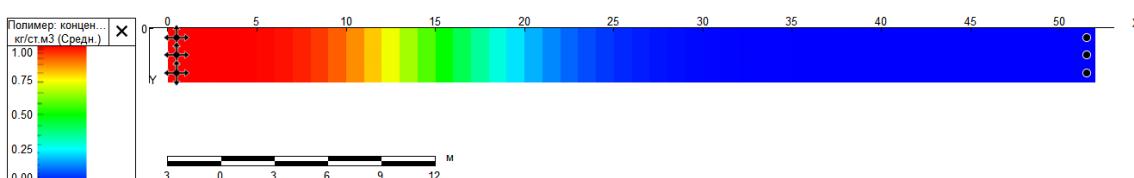


Рисунок 3 – Модель, состоящая из 50 ячеек размером 1 м между скважинами

Концентрация полимера в ячейке на рис. 2 составляет $0,25 \text{ кг}/\text{м}^3$. Если сравнить с концентрациями в модели на рис. 3, то увидим, что на тот же период времени концентрация изменяется от 1 до 0 $\text{кг}/\text{м}^3$. Эффективность растворов зависит от концентрации, поэтому эффекты могут различаться. Чтобы эффекты были схожи, проводится масштабирование. За основу берется модель с мелкой ячейкой, к результатам которой адаптируется модель с крупной ячейкой. В рамках такого масштабирования была изменена вязкость полимера на 3,5 %, чтобы достичь определенной сходимости результатов (рис. 4) [2].

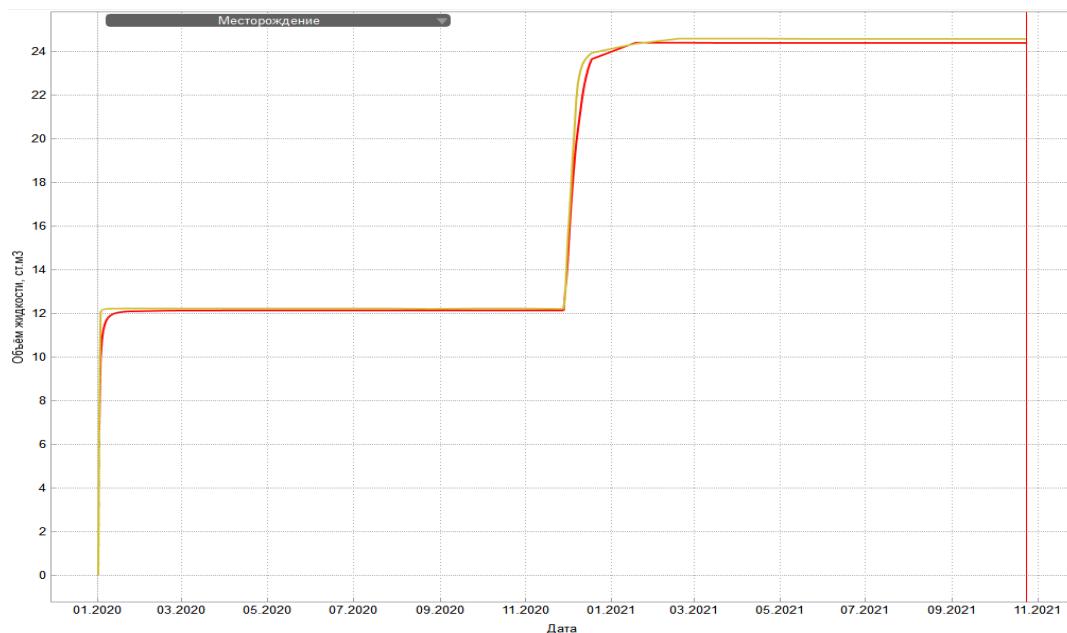


Рисунок 4 – Накопленная добыча нефти в модели с мелкой ячейкой (желтая линия) и крупной ячейкой (красная линия)

Таким образом, проведенные работы свидетельствуют о корректном описании эффектов ПАВ-полимерного заводнения в гидродинамическом симуляторе tNavigator. Отмечается необходимость проведения моделирования фильтрационных исследований на керне и проведения масштабирования на размер ячейки, соответствующей размеру ячейки модели, перед моделированием полномасштабного ПАВ-полимерного заводнения.

Гидродинамическое моделирование участка

Следующим и наиболее важным шагом в моделировании ПАВ-полимерного заводнения является адаптация модели к истории разработки. Из-за сложности получения качественного соответствия по всем параметрам адаптация, по сути, имеет несколько решений и требует больших временных затрат.

Одно из месторождений ПАО «Татнефть» было выбрано в качестве потенциального объекта испытаний технологии ПАВ-полимерного заводнения (рис. 5, табл. 2). Для достижения максимальной достоверности было принято решение моделировать закачку на всей залежи, не выделяя

отдельный сектор, чтобы не нарушать перетоки через границы опытного участка.

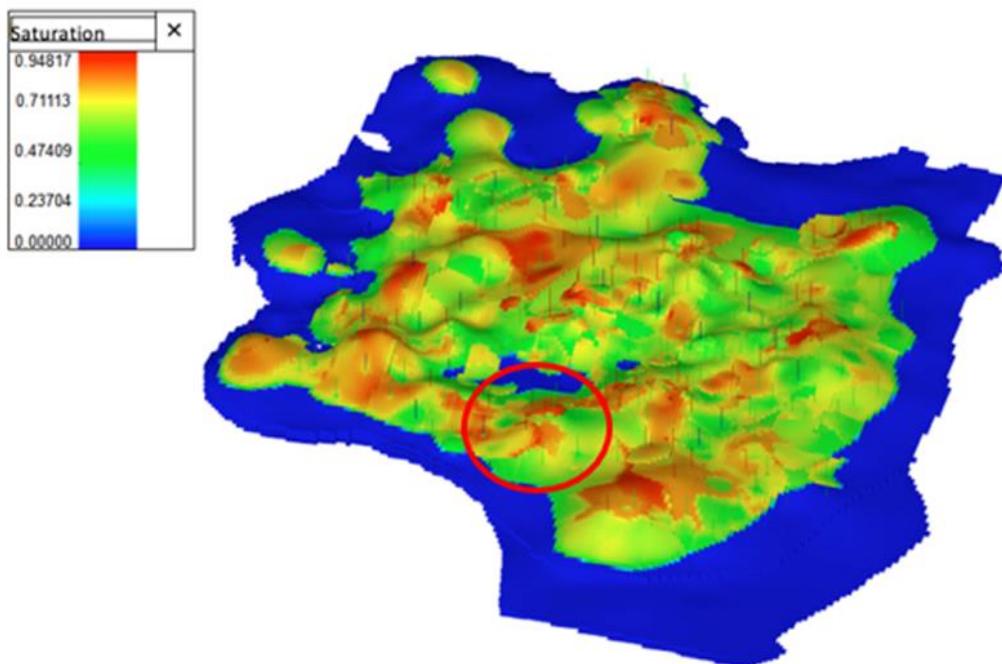


Рисунок 5 – Гидродинамическая модель с обозначенным потенциальным участком ПАВ-полимерного заводнения

Таблица 2
Геолого-физические характеристики пилотного участка

Характеристики	Значение
Поровый объем, тыс. м ³	1100
Толщина пласта, м	4,2
Пористость, %	19,3
Проницаемость, мД	298
Обводненность, %	44,5
Текущий КИН, %	32,3

Сетка ячеек использовалась 25x25 м по горизонтали и 0,4 м по вертикали для повышения точности физико-химических процессов. Моделирование проводилось в симуляторе пласта tNavigator с использованием двухфазной изотермической модели (нефть, вода и растворенный газ) [3].

Адаптация истории является важнейшей процедурой в процессе моделирования, так как от качества получаемых на этом этапе результатов

зависит степень достоверности прогнозных показателей разработки объекта. Адаптация модели пласта на историю проводилась по общепринятым подходам, когда выделяют этапы глобальной и локальной адаптации [4, 5]. Адаптация модели к истории разработки включала следующие этапы:

- адаптация пластовых давлений к истории;
- адаптация истории динамики дебитов;
- сопоставление истории накопленных показателей;
- сопоставление истории забойного давления.

В этой работе адаптация пластового давления к истории была проведена путем корректировки размера водоносного горизонта и проницаемости. Был проведен анализ чувствительности этих параметров, в ходе которого были найдены оптимальные значения.

Также на этапе глобальной адаптации модели важно правильно определить относительные фазовые проницаемости (ОФП) [6]. Это особенно необходимо при моделировании ПАВ-полимерного заводнения, т.к. это существенно влияет на оценку его эффективности [7]. В зависимости от относительной проницаемости по воде и нефти в сочетании с неоднородностью строения коллектора могут возникать языкообразные прорывы воды. В рамках адаптации концевые точки кривых ОФП не изменялись, а корректировался только наклон кривых.

Следующим этапом адаптации было задание трендов проницаемости для моделирования как обводненности скважин, так и коэффициента влияния нагнетательных скважин. Для повышения качества данного вида работ был проведен ретроспективный анализ скважин, который определяет влияние нагнетательных скважин на добывающие на основании расчета потенциального влияния нагнетательных скважин на добывающие и сравнения с фактом.

Также в рамках адаптации были скорректированы коэффициенты продуктивности скважин скрин-фактором по результатам ГДИС. Результаты адаптации истории представлены в табл. 3.

Таблица 3
Результаты адаптации

Характеристики	Отклонение от истории, %
Накопленная жидкость	0,89
Накопленная нефть	3,49
Накопленная вода	6,44
Накопленная закачка	0

После того, как были достигнуты удовлетворительные результаты адаптации истории, следующим этапом стало моделирование прогнозных вариантов.

Расчет прогнозных вариантов

Перед началом гидродинамического моделирования были сформированы возможные сценарии закачки, отличающиеся прокачиваемым поровым объемом композиции и концентрациями ПАВ и полимеров. Общее количество прогнозных сценариев превысило 30 единиц [3].

С учётом особенностей коллекторских свойств бобриковского горизонта принято забойное давление возникновения авто-ГРП в 250 атм, соответственно, категорически запрещается достигать этого значения при реализации таких технологий. Учитывая эти ограничения, в процессе моделирования коллектора большое внимание уделялось динамике давления нагнетания (рис. 6). Синяя линия на рис. 6 соответствует сценарию базового прогноза, а зеленая – сценарию закачки ПАВ-полимерного раствора. Видно, что увеличение давления при закачке ПАВ-полимерной композиции связано с увеличением вязкости закачиваемой воды. Следует отметить, что падение давления ниже базового после окончания закачки связано с понижением пластового давления, т.к. при увеличении давления до предельных 250 атм.

происходит снижение приемистости и, соответственно, падение пластового давления в область ниже базового прогноза.

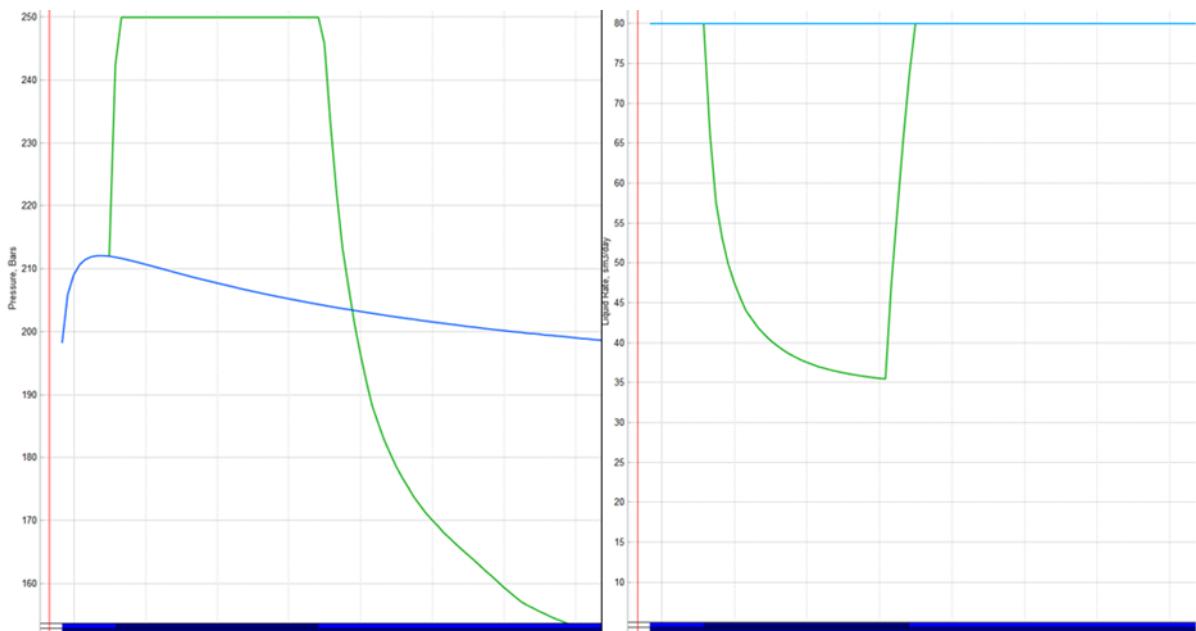


Рисунок 6 – Динамика забойного давления (слева) и приемистость (справа) в одной из нагнетательных скважин

Из-за достижения предельно допустимых давлений на потенциальном объекте при закачке было принято решение о смене участка.

Гидродинамическое моделирование второго участка

В связи с изменением объекта пилотной закачки (табл. 4) необходимо было повторно выполнить этапы адаптации модели к истории разработки, что аналогично ранее выполненным работам, поэтому они не будут описываться повторно.

Таблица 4
Геолого-физические характеристики пилотного участка

Характеристики	Значение
Поровый объем, тыс. м ³	2200
Толщина пласта, м	5,2
Пористость, %	20,3
Проницаемость, мД	1171
Обводненность, %	84,5

После получения удовлетворительных результатов адаптации истории следующим этапом стало моделирование вариантов прогноза.

Построено более 150 прогнозных сценариев закачки ПАВ-полимерной композиции, различающихся размером закачиваемого объема пор, концентрацией ПАВ и полимера, а также последовательностью закачки ПАВ и полимера. Моделирование проводилось в гидродинамическом симуляторе tNavigator с использованием двухфазной изотермической модели (нефть, вода и растворенный газ). Результаты данного исследования легли в основу создания дизайна пилотной закачки.

Выводы

По результатам лабораторных исследований, тестовой закачки и гидродинамического моделирования процесса пилотной закачки можно отметить:

1. Высокую технологичность процесса ПАВ-полимерного заводнения;
2. Важность качественных лабораторных исследований и гидродинамического моделирования керновых фильтрационных исследований для понимания и правильного описания процесса;
3. Важность постоянного обновления гидродинамической модели при осуществлении пилотной закачки с учетом поступления новых данных, что позволит вести качественный мониторинг процесса и прогнозировать возникновение различных осложнений.

Список литературы

1. Initiation of A Surfactant-Polymer Flooding Project at PJSC Tatneft: From Laboratory Studies to Test Injection / M. Khisametdinov, D. Nuriev, A. Lutfullin, A. Daminov, A. Gaifullin, M. Toro, S. Puskas, T. Ordog // 21st European Symposium on Improved Oil Recovery, IOR 2021, Virtual, Online, 19–22 april 2021. – Р. 1–15. – DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133147>.

2. Минихаиров Л.И. Опыт моделирования фильтрационных исследований на керне // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: сб. материалов VI Междунар. науч.-практ. конф., 25 нояб. 2021 г., г. Альметьевск. – Альметьевск : АГНИ, 2021. – С. 48–53.
3. Minikhairov L., Lutfullin A., Gaifullin A. Specificities of surfactant-polymer flooding modeling and its role in the technology implementation at the Tatneft plays // EAGE: Материалы конференции IOR, 2021. – 2021. – С. 1–12. – DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202133144>.
4. Иванцов Н.Н., Степанов А.В., Стрекалов А.В. Моделирование химического заводнения для условий высоковязкой нефти // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 4. – С. 191–209.
5. Определение оптимальных параметров технологии воздействия на пласт полимерными композициями с помощью моделирования / М.Р. Хисаметдинов, А.С. Трофимов, К.Р. Рафикова, А.В. Насыбуллин, А.Ф. Яртиев // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 90–93.
6. Reservoir Simulation of Polymer Flooding: Challenges and Current Results / D.G. Sabirov, R.A. Demenev, K.D. Isakov, I.R. Ilyasov, A.G. Orlov, N.A. Glushchenko // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020. – DOI: <https://doi.org/10.2118/201948-MS>.
7. Design of an ASP Pilot for the Mangala Field: Laboratory Evaluations and Simulation Studies / A. Pandey, D. Beliveau, D.W. Corbishley, M. Suresh Kumar // SPE Indian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Mumbai, India, March 2008. – DOI: <https://doi.org/10.2118/113131-MS>.

**АСФАЛЬТЕНЫ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ**

Е.В. Морозова, А.Н. Мухамедьярова, А.А. Губайдуллина, Ю.А. Дуглав,
Б.И. Гареев, В.П. Морозов (Казанский (Приволжский) федеральный
университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий)

Диагностика типа органического вещества (ОВ), его свойств, происхождения необходима для прогноза продуктивности толщ, а также для выявления компонентного состава добываемых углеводородов. Зачастую для геохимического изучения нефтематеринских толщ прибегают к исследованию нерастворимой в органических растворителях части породы, а именно керогена. Еще в 60-х гг. XX в. исследователи выдвинули предположение о том, что асфальтены представляют собой мономер керогена [1]. Поскольку выделение керогена является достаточно сложным, долгим процессом, то для диагностики типа и качества ОВ могут быть использованы асфальтены. Это особенно актуально в случае протекания биодеградационных процессов. Полиароматические блоки асфальтенов выступают защитным каркасом от микроорганизмов и способствуют сохранению реликтовых углеводородов, окклюдированных внутри полиароматических агрегатов [2].

В настоящей работе были изучены асфальтены доманиковых отложений Бузулукской впадины и Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Толщи данных структурных элементов содержат зрелое и незрелое ОВ соответственно.

Цели исследования: произвести анализ распределения биомаркеров асфальтенов доманиковых отложений различной зрелости, а также сравнить их распределение с биомаркерами керогена и битумоида.

Зрелость была установлена посредством пиролитических исследований доманиковых толщ. Вступление нефтематеринской породы Бузулукской

впадины в окно нефтегенерации повлекло утрату исходного генерационного потенциала.

Асфальтены, насыщенные и ароматические углеводороды были выделены из битумоидов доманиковых толщ методом SARA-анализа. Далее дебитуминизированная часть породы и асфальтены были подвергнуты пиролитической деструкции при 650 °С в течение 0,2 мин (флеш-пиролиз) с последующим разделением продуктов разложения на капиллярной неполярной колонке. Детектирование производили при помощи масс-селективного детектора.

Для установления компонентного состава насыщенной и ароматической фракции битумоида было произведено их газохроматографическое разделение.

На пирограммах алканов, полученных при деструкции асфальтенов и керогена доманиковых толщ, преобладают низкомолекулярные алканы, что свидетельствует о морском генезисе ОВ [3].

При рассмотрении стерановых углеводородов наблюдаются отличия в продуктах деструкции асфальтенов доманиковых отложений различного возраста. На хроматограмме более зрелых асфальтенов наиболее явно преобладают стераны регулярного строения. Также достаточно показательны углеводороды пентациклического ряда.

Триметилзамещенные нафталины преобладают в более зрелых асфальтенах. В то время как относительное содержание метил-, диметил- и триметилзамещенных нафталинов падает в этом ряду для керогена. В менее зрелых асфальтенах Южно-Татарского свода наблюдается преобладание 2-метилфенантрена.

По соотношениям алкановых углеводородов достаточно сложно выявить различия между асфальтенами различной зрелости. Однако можно смело сделать вывод о восстановительных условиях захоронения ОВ по соотношению Pr/Ph. Низкие значения отношений Pr/nC17 и Ph/C18 указывают

на отсутствие признаков биодеградации, что вполне логично, поскольку биомаркеры находятся в защитном каркасе асфальтеновых агрегатов.

При рассмотрении параметров гопанов наблюдаются отличия в соотношении T_s/T_m , отвечающему уровню зрелости ОВ. В асфальтенах Бузулукской впадины отношение T_s/T_m принимает большее значение, что согласуется с данными пиролиза о более высокой степени термической зрелости.

Достаточно ярко выделяется из общей картины отношение 4-МДБТ/1-МДБТ, характеризующее зрелость нефтематеринской толщи.

Рассмотрим распределение углеводородов-биомаркеров в пиролизатах асфальтенов, керогена и в насыщенной и ароматической фракциях битумоида. Биомаркерные показатели керогена оказываются немного ниже, чем таковые для асфальтенов и битумоида в случае Бузулукской впадины. Наибольшая зрелость соответствует генерированным углеводородам битумоида. Следующими по зрелости выступают асфальтены. Вероятно, это связано с процессами эволюции рассеянного ОВ. Поскольку генерация имеет начало в керогене, затем к генерации способны и асфальтеновые компоненты.

Иная картина наблюдается при сравнении алкановых параметров незрелого ОВ. Наблюдаются относительно повышенное значение Ph/C_{17} и Ph/C_{18} в образцах битумоидов, вероятно, свидетельствующее о начале биодеградационных процессов.

Более высокое значение изопреноидного индекса в битумоиде связано не с меньшей термической зрелостью битумоида, а с деятельностью микроорганизмов.

Стерановые индексы во всех случаях сохраняют свою эквивалентность друг другу. Однако гопановые параметры имеют тенденцию варьироваться.

При рассмотрении параметров зрелости: отношение T_s/T_m , H_{31S}/H_{31R} – возникает вопрос об их относительно больших величинах в пиролизате керогена. В то время как такие параметры зрелости, как метилфенантреновый

индекс, отношение изомеров метилдibenзотиофена, принимают вполне адекватные значения и соответствуют логической последовательности формирования углеводородов из керогена.

Поскольку ароматические углеводороды менее подвержены биодеградации, возможно, стоит предположить о частичной деструкции полициклических углеводородов микроорганизмами.

Таким образом, был произведен сравнительный анализ углеводородов битумоидов, продуктов пиролитической деструкции асфальтенов, керогена доманиковых отложений различной зрелости.

На основании биомаркерных параметров асфальтенов удалось установить генезис, зрелость ОВ доманиковых отложений, условия его формирования.

Показано, что биомаркерные параметры битумоида, асфальтенов, керогена сопоставимы друг с другом и пиролитическая деструкция асфальтенов может быть использована как один из инструментов диагностики ОВ нефтематеринских толщ.

Список литературы

1. Борисова Л.С. Асфальтены – наследники генетического кода керогена // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 75–78.
2. Kashirtsev V.A. Hydrocarbons occluded by asphaltenes // Russian Geology and Geophysics. – 2018. – Vol. 59, Issue 8. – P. 975–982.
3. Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J.M. The Biomarker Guide. Vol. 2. Biomarkers and isotopes in petroleum systems and earth history. – New York (NY) : Cambridge University Press, 2004. – 704 p.

**ПРОБЛЕМЫ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
В ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

О.Г. Гибадуллина, В.Г. Базаревская, Р.Р. Абусалимова
(ТатНИПИнефть)

В настоящее время во многих нефтяных компаниях, в том числе и в ПАО «Татнефть», особое внимание уделяется вопросам изучения и освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), что позволяет поддерживать нефтедобычу на определенном уровне и наращивать запасы углеводородного сырья.

К ТРИЗ относятся запасы углеводородов (УВ), рентабельная добыча которых невозможна без применения специальных технологий и методов воздействия, что влечет за собой существенные финансовые затраты. Как правило, ТРИЗ приурочены к нетрадиционным источникам, изучение и освоение которых требует значительного объема нестандартных исследований, применения принципиально новых подходов, технологий и методик, использования уникальной аппаратуры, что также невозможно осуществить без дополнительных финансовых вложений.

На территории Республики Татарстан основной толщей, содержащей ТРИЗ, являются доманиковые отложения, которые приурочены к интервалу разреза от кровли заволжского надгоризонта до подошвы саргаевского горизонта. Отложения доманиковой толщи являются малоизученными, поскольку исторически они не являлись основным объектом разработки и, соответственно, целенаправленно не исследовались.

Доманиковые отложения повсеместно распространены на территории РТ. Одновременно они являются как основной генерирующей толщей, так и породами, содержащими УВ. Нефтеносность доманиковых отложений связана

с развитием в разрезах карбонатных и карбонатно-кремнистых пластов-коллекторов со сложным строением фильтрационно-емкостной системы, когда наряду с межзерновой пористостью широко развиты каверны и трещины. Поэтому, как правило, это сложнопостроенные коллекторы смешанного типа, характеризующиеся малой емкостью. По разрезу выделяются две группы отложений (рис. 1):

- доманикиты с содержанием органического вещества (ОВ) от 5 до 20 %
- стратиграфически приурочены к франскому ярусу, характеризуются наличием преимущественно твердой фазы УВ (кероген);
- доманикоиды с содержанием ОВ от 0,5 до 5 % – стратиграфически приурочены к фаменскому ярусу, частично к франскому ярусу, характеризуются наличием жидкой фазы УВ.

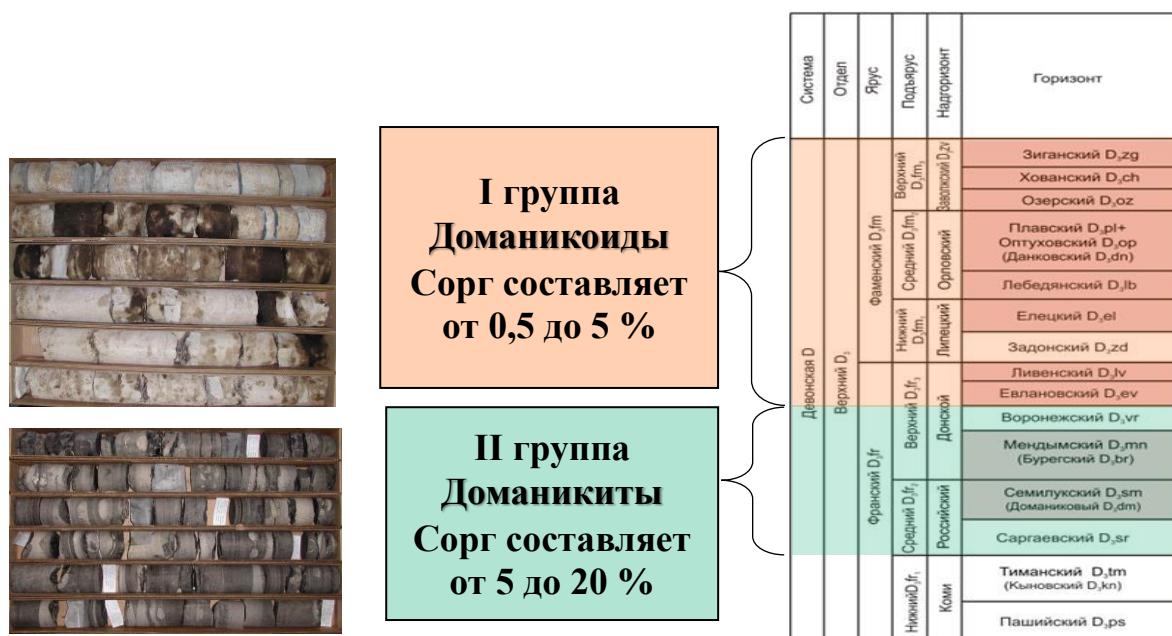


Рисунок 1 – Классификация доманиковых отложений

Наличие залежей, как правило, не контролируется структурным фактором.

На территории РТ отмечены многочисленные нефтепроявления, приуроченные к отложениям доманиковой толщи, которые при последующем изучении могут указывать на наличие новых нефtesодержащих объектов.

Работы по изучению доманиковых отложений ведутся в ПАО «Татнефть» начиная с 2012 г. В 2014 г. был создан координационный совет с привлечением ученых республики, Москвы и специалистов нефтяных компаний, работающих в регионе.

Первая программа работ по изучению геологического строения и нефтеперспективности доманиковых отложений включала в основном научно-исследовательские и тематические работы. В рамках этой программы выполнен ряд работ по оценке перспектив доманиковой толщи, в том числе исследован керновый материал старого фонда скважин на территориях деятельности ПАО «Татнефть». К работам привлекались ключевые научно-исследовательские центры и вузы России: МГУ, КФУ, ВНИГНИ и др., проведены литолого-петрографические, петрофизические и геохимические исследования, которые доказали, что доманиковые породы обладают высоким генерационным потенциалом и, соответственно, представляют интерес в нефтеисковом отношении.

Следующим этапом в истории изучения доманиковых пород стал подсчет запасов и их постановка на госбаланс. В период с 2014 по 2017 г. подсчитаны и поставлены на Государственный баланс РТ запасы нефти в доманиковых отложениях на 9 месторождениях (Бавлинское, Бухараевское, Западно-Галицкое, Купавное, Матросовское, Сабанчинское, Ново-Елховское, Сарайлинское, Ромашкинское) (рис. 2).

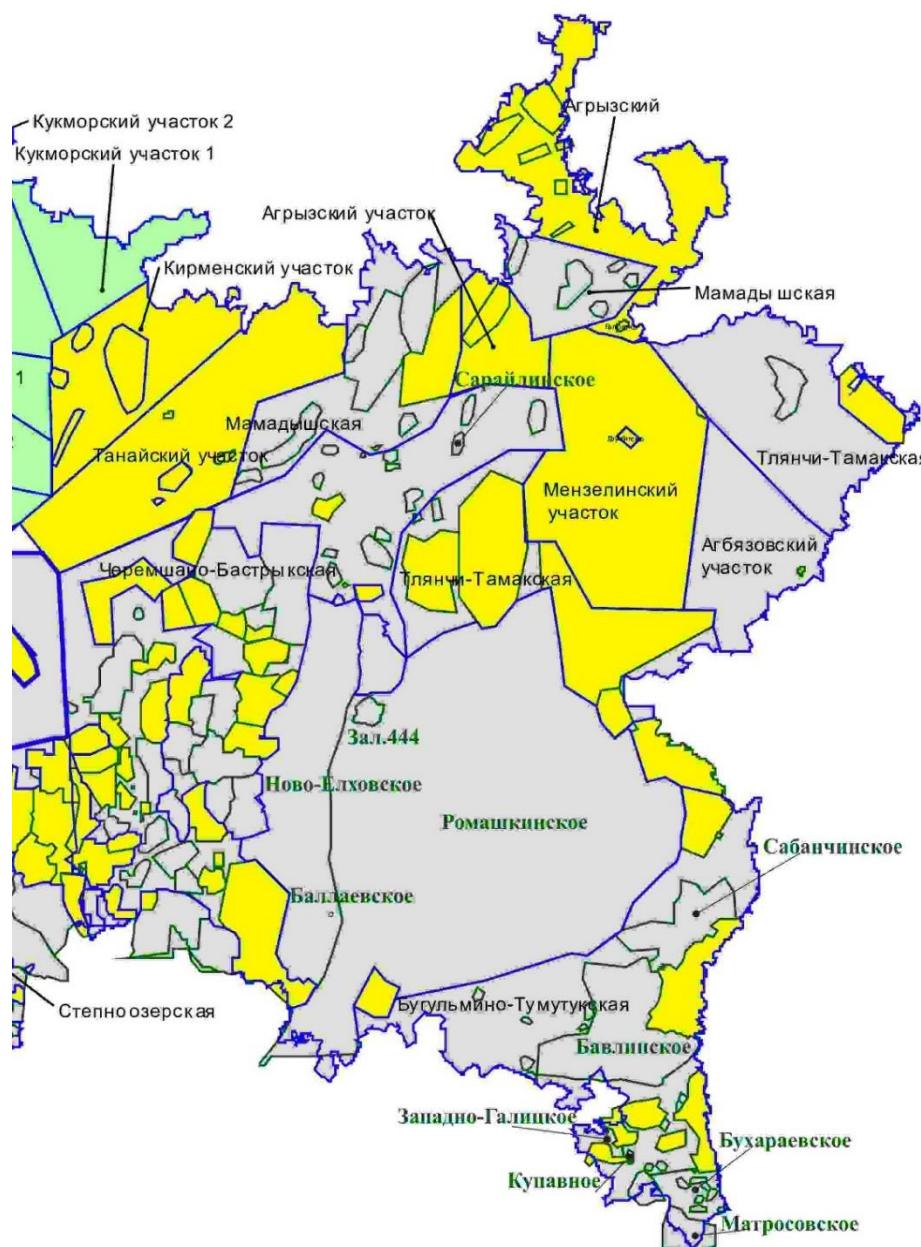


Рисунок 2 – Фрагмент обзорной карты месторождений РТ

Одним из направлений детального изучения доманиковых пород является проведение опытно-промышленных работ (ОПР) в скважинах. Работы проводятся в основном в старом фонде скважин на территории разрабатываемых месторождений. Как правило, ОПР подразумевают выполнение нестандартных методов ГИС для уточнения характера насыщения пластов, далее производится опробование перспективных интервалов и при необходимости применяются различные методы воздействия на пласт с

последующим освоением. Основными методами воздействия на плотные низкопроницаемые породы при работе с доманиковыми отложениями в Республике Татарстан являются гидроразрывы пласта (ГРП), в том числе многозонные. При воздействии на карбонатную часть породы положительный эффект даёт обработка призабойной зоны пласта кислотными составами. Широко применяется также бурение наклонно направленных, горизонтальных, боковых горизонтальных стволов на целевые доманиковые объекты.

Однако на сегодняшний день процент успешности выполнения ОПР в доманиковых отложениях остаётся достаточно низким, а эффект непродолжительным. При этом высока доля технических осложнений.

За период с 2014 по 2021 г. ОПР на доманиковые отложения выполнены в 72 скважинах. Положительные результаты получены в 36 скважинах, отрицательные – в 22. В 14 скважинах результат не получен в силу причин технического характера. Геологическая успешность мероприятий, выполненных в рамках программ ОПР в 2014–2021 гг., составила 62 %. В качестве методов воздействия применялись ГРП, ОПЗ и БОПЗ, ГРП и ОПЗ совместно. Успешность применения ГРП составила 59 %. Успешность применения технологии ОПЗ – 61 %.

На успешность ОПР влияют три группы факторов: геологического, технического и технологического характера.

К геологическим факторам, негативно влияющим на успешность ОПР, относятся литологическая неоднородность пород, сложная геометрия порового пространства (наличие пор, каверн, трещин), низкие фильтрационно-ёмкостные свойства матрицы породы, наличие различных фаз УВ (жидкая фаза, битум, кероген).

К факторам технического характера относятся возможное наличие заколонной циркуляции, неприспособленность типовой конструкции скважин

для проведения ОПР, отсутствие технической возможности для проведения специфических видов работ.

Технологическими факторами, снижающими успешность ОПР, являются отсутствие методики проведения ГИС и интерпретации их результатов, адаптированной для отложений, содержащих ТРИЗ; отсутствие эффективных технологий освоения и извлечения ТРИЗ.

Таким образом, основными проблемами, возникающими при изучении и освоении доманиковых отложений, являются:

- отсутствие эффективных методик изучения и освоения;
- значительное удорожание процесса разработки в связи с необходимостью применения методов воздействия на пласт;
- низкая степень изученности прямыми методами: небольшое количество керновых исследований, опробований, испытаний;
- отсутствие однозначных критериев, определяющих перспективность доманиковых отложений;
- сложность тиражирования успешного опыта по причине особенностей строения доманиковых отложений, каждая скважина требует индивидуального подхода.

Очевидно, что работа с ТРИЗ требует значительных материальных вложений, однако положительный результат при этом не гарантирован.

Таким образом, возникает закономерный вопрос: возможно ли если не устраниТЬ, то хотя бы минимизировать влияние негативных факторов?

Во-первых, необходимо дальнейшее проведение ОПР как в пределах разрабатываемых месторождений, так и на новых территориях. При этом важно выполнять комплексный многофакторный анализ успешности проведенных работ и дальнейшее планирование ОПР осуществлять с учетом полученных результатов.

Во-вторых, осуществлять отбор и комплексные лабораторные исследования керна, в т.ч. геохимические, при бурении транзитных скважин

на терригенные девонские отложения. Таким образом, при минимальных затратах будет получена ценная информация о строении и нефтеносности доманиковых отложений по прямым, а не косвенным признакам, что позволит наметить первоочередные объекты для дальнейших исследований.

Финансовую нагрузку позволит снизить привлечение средств из федерального бюджета для разработки новых технологий изучения и освоения ТРИЗ. Это участие в федеральных целевых программах, КНТП и подобных проектах. В ПАО «Татнефть» имеется положительный опыт такого участия. С 2017 по 2019 г. в рамках ФЦП компанией «Татнефть» совместно с АГНИ был успешно реализован проект по поиску научных решений освоения ТРИЗ. Этот проект включал два блока: СВН и доманиковые отложения. В результате созданы три технологии освоения ТРИЗ, в т.ч. две для доманиковых отложений, разработан симулятор кислотной обработки применительно к низкопроницаемым коллекторам доманиковых отложений (для программного подбора рецептуры кислотного состава). Разработаны программы и методики лабораторных исследований, регламенты испытания технологических процессов на скважинах, руководство по воздействию и рекомендации по использованию разработанных технологий для доманиковых отложений и битуминозной нефти.

Еще одно направление – это выделение специализированных участков недр для разработки технологий изучения и добычи нефти из отложений, содержащих ТРИЗ. В настоящее время получена новая лицензия ТАТ 006594 НТ (Шегурчинский ТРИЗ) от 17.08.2022 с целевым назначением для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Идет подготовка документов на получение аналогичной лицензии на Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения в районе скв. 21159Б. В данной скважине в 2018 г. произведена зарезка БГС, проведена ОПЗ кислотным составом, после чего получен приток нефти из отложений мендымского горизонта.

Несмотря на то, что изучение и освоение доманиковых отложений в настоящее время являются высокозатратными и связаны с возникновением значительного количества разнообразных рисков, необходимо продолжать работы в этом направлении. При этом важно понимать, что экономический эффект от вложенных средств не будет сиюминутным, однако при планомерном, системном подходе к изучению и освоению ТРИЗ есть надежда получить его в долгосрочной перспективе.

**ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗМЕЩЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ
ТЕРРИТОРИЙ В СВЯЗИ СО СТРОЕНИЕМ
ГЛУБИННЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗЕМНОЙ КОРЫ
НА ПРИМЕРЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ В ГРАНИЦАХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

А.Р. Баратов (ТГРУ ПАО«Татнефть»)

Основные положения идеи о связи процессов нефтегазонакопления и глубинной дегазации Земли

Еще в середине прошлого столетия П.Н. Кропоткин [1] опубликовал статью, в которой высказал идею о связи процессов нефтегазонакопления и глубинной дегазации Земли. Со временем накопился ряд весомых аргументов в пользу глубинной природы нефти и газа, которым придавался генетический характер, и выявлено много интересных фактов [2]:

- масштабы современной и палеодегазации на три порядка величин превышают вероятные возможности генерации углеводородов в осадочных бассейнах;
- по данным изучения кернов льда Антарктиды и Гренландии стали известны грандиозные масштабы выноса углеводородных флюидов в

атмосферу Земли и воды Мирового океана (сквозной углеводородной дегазации) в геологическом прошлом;

– установлен геодинамический и структурно-тектонический контроль глобальных и региональных неравномерностей распространения нефтегазовых месторождений;

– получены принципиально новые свидетельства мантийной природы нефти по данным исследования в них спектров лантаноидов и платиноидов и многие другие данные в пользу ведущей роли эндогенных факторов в генезисе углеводородных флюидов.

В 90-х гг. прошлого столетия и первых двух десятилетиях нынешнего тысячелетия сторонниками абиогенной теории нефти высказаны доводы о тождественности нефтегазовых залежей с разного рода флюидизированными очагами и установлены многочисленные факты активной роли глубинных флюидов в изменениях напряженного состояния горных пород, доказывалась взаимосвязь дегазации с эндогенными процессами глобального масштаба, в том числе сейсмическими. Эти заключения базировались в основном на данных глубокого бурения и геофизических исследований нефтегазоносных бассейнов в пределах континентов.

По мнению академика А.Н. Дмитриевского, разработка идей углеводородной дегазации Земли привносит не только обновление теоретических основ нефтегазовой геологии и геохимии. Из этих идей вытекают важнейшие практические следствия, связанные с оценкой перспектив и прогнозом нефтегазоносности, с выбором новых направлений и со сменой стратегии поисков скоплений углеводородов [3].

Особенности строения глубинных горизонтов земной коры Республики Татарстан

Современные представления о глубинных горизонтах земной коры в пределах РТ в основном базируются на результатах геофизических работ по отработанным геотраверсам «Татсейс-2003» [4] и «Гранит-1991» [5], включая

материалы по сейсмическим «профилям-рассечкам», увязывающим линии геотраверсов с объектами глубокого и сверхглубокого бурения (скв. 20009, 20000 и др.), и на комплексировании сейсморазведочных данных с результатами других видов геофизических работ.

Распределение геофизических полей

Гравитационное поле Южно-Татарского свода (ЮТС), судя по изданной Гравиметрической карте СССР М 1:2 500 000 в редукции Буге с плотностью промежуточного слоя 2,67 г/см³ (1991), выделяется значениями 15–25 мГал. Единственная на этом фоне отрицательная, но не интенсивная аномалия в окрестностях г. Альметьевска в диапазоне значений от -5,0 до +5,0 мГал имеет в плане эллипсоидальную форму.

По характеру распределения магнитного поля территория ЮТС пространственно совпадает с Камским максимумом (6–10,0 нТл) Камско-Эмбинской аномалии, установленной при спутниковых съемках МАГСАТ. Магнитное поле этого же региона по результатам близповерхностных съемок выделяется в более широком спектре значений в интервале от -1,0 – +1,0 нТл до +10 нТл, что придает его структуре мозаичный облик.

Границы и мощность земной коры

По данным сейсмического профилирования земная кора, без учета осадочного чехла, в регионе состоит из трех консолидированных слоев: а) нижнего, гранулито-базитового; б) промежуточного, условно диоритового (инверсионного); в) верхнего, гранитно-метаморфического. В целом в Татарстане крупные тектонические структуры земной коры находят отражение в рельефе поверхности верхней мантии.

Поверхность М на территории Татарстана располагается на глубинах 35,0–43,5 км. Наибольшее погружение (до 40,0–43,5 км) подошвы коры характерно для ЮТС, а приподнятое (35,0–38,0 км) залегание – для Северо-Татарского свода (СТС), Камско-Бельского авлакогена, Мелекесской впадины и Казанско-Кировского прогиба. К последним приурочено сокращение

мощности консолидированной коры до 34,0–36,0 км. На ЮТС мощность кристаллической коры увеличивается до 40,0–41,5 км (рис. 1).

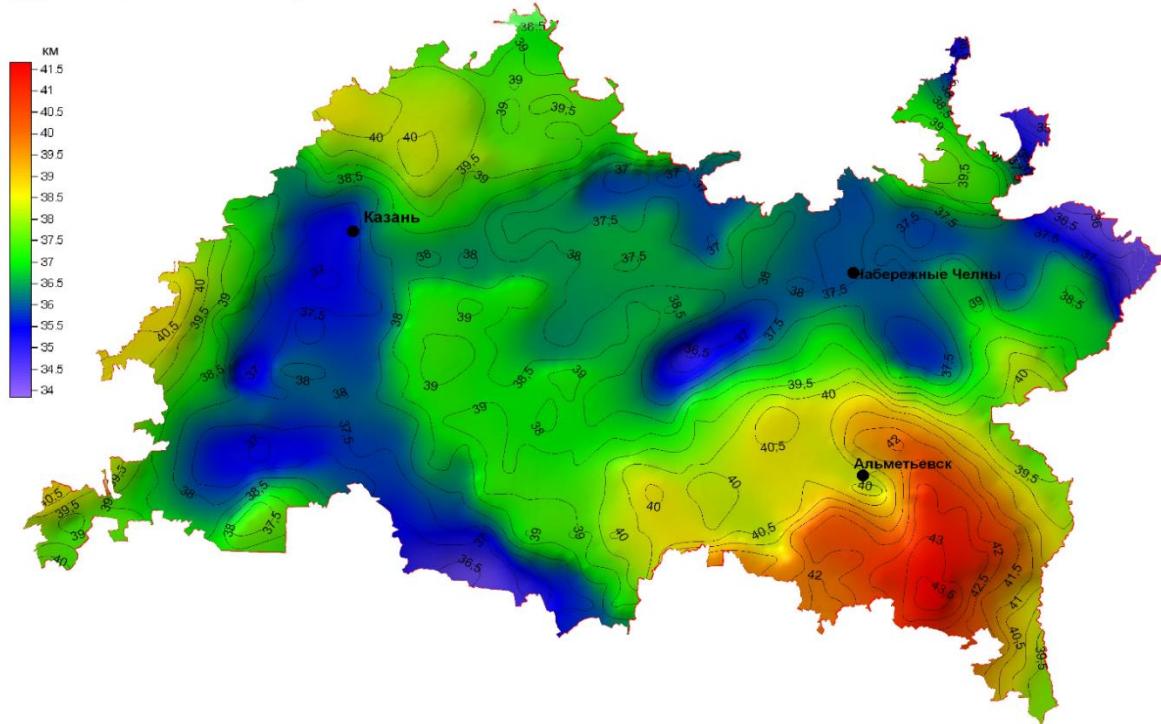


Рисунок 1 – Схема мощности консолидированной земной коры РТ
(по Г.Е. Кузнецову [6])

Аномалии волнового поля глубинных горизонтов

Сейсморазведка МОГТ глубинной модификации является наиболее информативным методом изучения земных недр, определяющим наряду с результатами сверхглубокого бурения основу знаний о региональном строении территории. На территории РТ это новое направление геофизических исследований реализуется с 1993 г., и их постановка, несомненно, в парадигмах abiогенной теории нефти обозначена В.А. Трофимовым [4] следующим образом: «...если нефтяные месторождения действительно имеют глубинную природу (а сверхглубокое и параметрическое бурение в Татарстане именно на этом в значительной степени и основывалось) и связаны с восходящими потоками углеводородных флюидов, то строение земной коры под этими месторождениями, скорее всего, будет отличаться от окружающих территорий...».

Одной из основных задач этих работ стало выявление различий в строении земной коры в районе Ромашкинского месторождения и на землях, где нефтяные залежи не обнаружены. Полученные результаты свидетельствуют о том, что такие различия есть, в т.ч. и по наблюдаемым на сейсмических временных разрезах – динамическим аномалиям. Так, на временных разрезах по геотраверсам «Гранит-1991» и «Татсейс-2003» и др. локальным региональным профилям юго-восток Татарстана, как совокупная область нефтяных месторождений в осадочном чехле, в нижней – «кристаллической части» – земной коры сопровождается мощными наклонными отражателями на времени 5–7 сек (ориентировочная глубина 15–20 км) и субвертикальными динамическими аномалиями (СДА), сужающимися вниз по интенсивности записи до уровня аномалий первого типа [4]. В сопредельных с юго-востоком Татарстана территориях такие характерные сейсмогеологические объекты в глубоких горизонтах земной коры не фиксируются или отмечаются спорадически и с другими особенностями.

Большинство исследователей выявленные аномалии волнового поля глубинных горизонтов нефтегазоносных территорий отождествляют с тектоническими зонами листрической формы. Как отмечает академик Ю.Г. Леонов [7], листрические, выполаживающие вниз разрывы могут быть разного масштаба и присутствовать на разных уровнях. Их характерными признаками являются крутые углы падения плоскости разлома (сейсмической границы) в «верхней хрупкой области» земной коры и постепенное его выполаживание в нижних более пластичных слоях литосферы (включая горизонты верхней мантии) вплоть до полного «рассеивания очертаний» в местах зарождения (рис. 2).

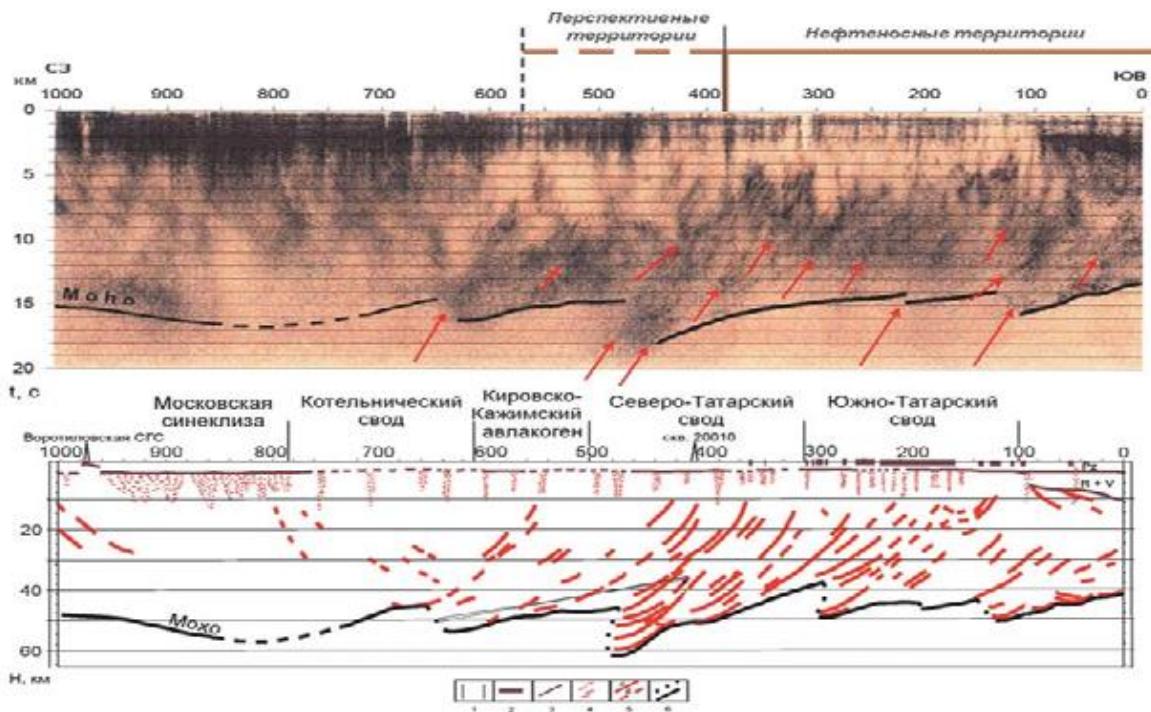


Рисунок 2 – Геотраверс «Татсейс» [4]:

- 1 – границы тектонических элементов первого порядка;
- 2 – нефтяные месторождения; 3 – поверхность кристаллического фундамента;
- 4 – предполагаемые субвертикальные зоны деструкции;
- 5 – отражатели в консолидированной коре: а) уверенные, б) неуверенные; 6 – подошва расслоенной зоны – возможная граница М

Наиболее интенсивные наклонные отражатели (листрические разломы) образуются на участках, где граница Мохо интенсивно нарушена. Те же наклонные отражатели с уменьшением глубины в верхней части фундамента становятся почти вертикальными и фиксируются на сейсмических временных разрезах большей частью в виде субвертикальных динамических аномалий. В осадочном чехле последним соответствуют тектонические разрывы и флексуры.

Вырисовывающаяся картина дополняется данными гравиразведки, иллюстрирующими уменьшение поля силы тяжести над субвертикальными динамическими аномалиями, что подтверждает возможную нарушенность пород на этих участках. Всё это может говорить о том, что, по данным геофизических методов, прежде всего глубинной сейсморазведки МОГТ, так отображаются нефтеподводящие каналы, по которым происходит мантийный

тепломассоперенос в различные уровни земной коры с присущими в ней изменениями [4].

На динамических сейсмических разрезах регионального профиля «Гранит-1991», пересекающего ЮТС с его крупными нефтяными месторождениями, отчетливо проявляется различие энергетического состояния локальных участков центральной части ЮТС и его флангов [5]. В центре свода земная кора и верхняя мантия содержат термодинамически активные участки с высоким уровнем концентрации внутренней энергии в среде. На уровне верхов мантии (80–120 км) выявлена высокоактивная область размером 100x120 км, которая формирует в вышележащей коре три разделенные в пространстве высокоактивные области меньших размеров.

Вертикаль из основного очага системы к дневной поверхности обладает максимальным энергетическим потоком. В геодинамической системе ЮТС «жало» системы проецируется в центр Алтунино-Шунакского разлома в районе сверхглубокой скв. 20009. Независимые измерения температуры в глубоких скважинах ЮТС выявили здесь на глубине 2500 м температурную аномалию +15°C. Перепад температур в вертикальном сечении в центре аномалии сохраняется постоянным, что указывает на существование здесь устойчивого восходящего теплового потока (рис. 3). О повышенной динамической активности центральной части ЮТС («жала» геодинамической системы) также свидетельствует современная сейсмичность ЮТС с локализацией гипоцентров местных землетрясений в его сводовой части.

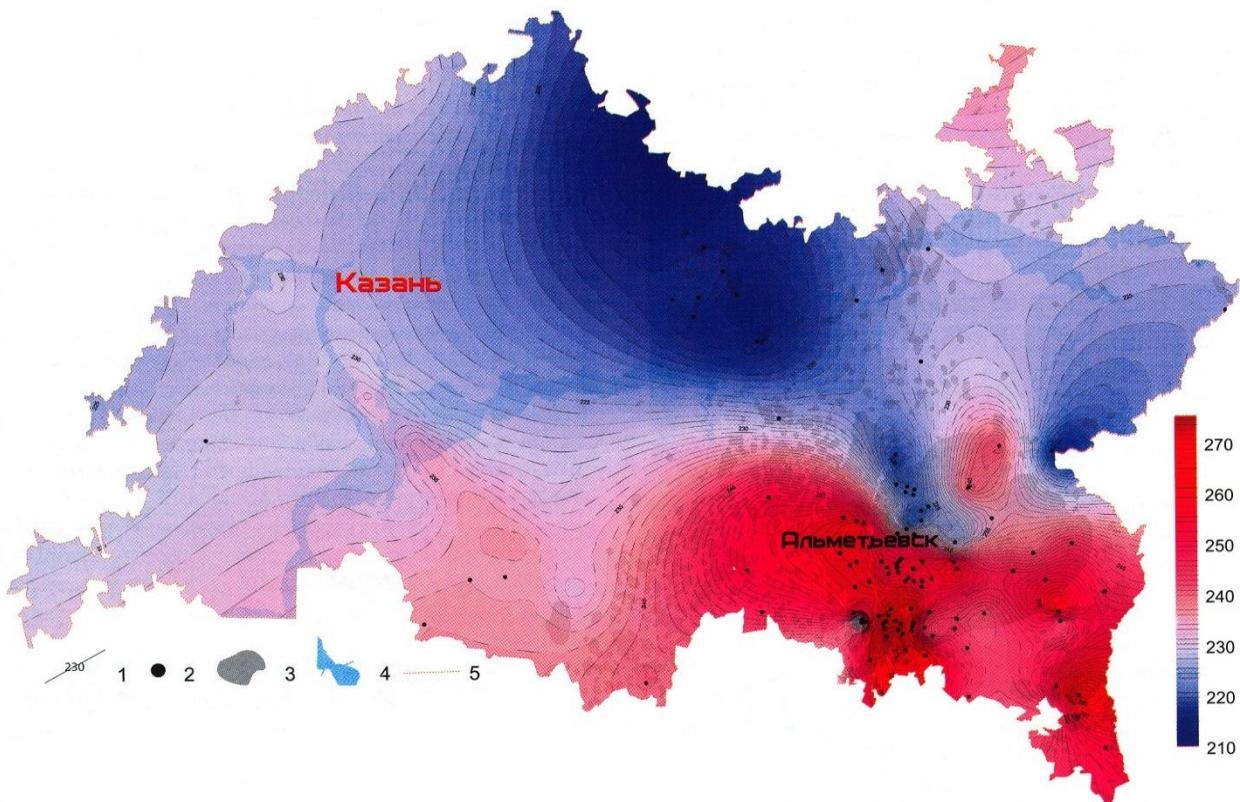


Рисунок 3 – Карта изотерм на абсолютной отметке 12000 м [8]

Формационное районирование фундамента

В Татарстане для формационного анализа по расчленению кристаллических толщ фундамента накоплен обширный материал в рамках Программы изучения глубинных недр республики. С 1973 по 2003 г. было пробурено 34 скважины с явно заметной проходкой по фундаменту, что позволило сформировать по фундаменту региона уникальный по содержанию и объему банк лабораторно-аналитических данных и параметров геофизических измерений, сохранивших свою кондиционность и востребованность по настоящее время.

Формационный подход расчленения «немых» архей-протерозойских кристаллических толщ позволил существенно видоизменить модель строения фундамента ЮТС. Выделенный ряд ультраметаморфических и магматических формаций был упорядочен в рамках полихронного гетерогенного плутоно-мигматитового массива, для которого присущи явные признаки типоморфной

крупной региональной купольной морфоструктуры. Таким образом, кристаллический массив фундамента на юго-востоке Татарстана в современных границах ЮТС был идентифицирован как Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол (рис. 4). Возникновение подобных структур, явно не стратиформного генезиса, традиционно связывают с процессами палингенеза и анатексиса земной коры континентального типа с первичным сиалическим средневзвешенным составом субстрата [9].

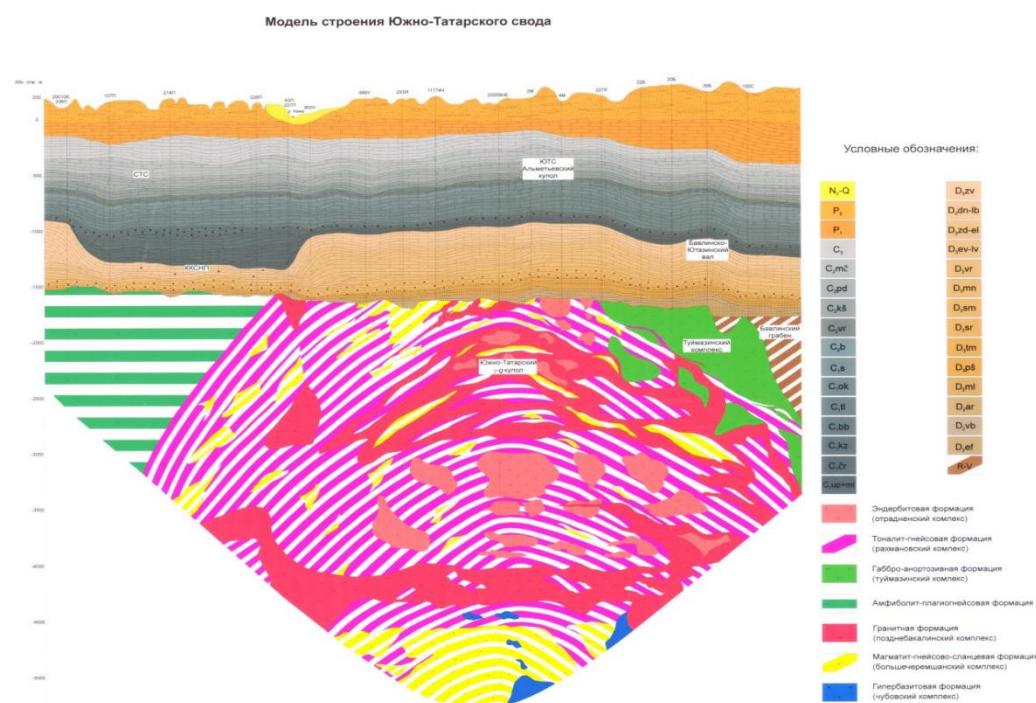


Рисунок 4 – Схематический геологический разрез юго-восточной части Татарстана [9]

Структурно-формационная исключительность данного блока фундамента региона, по данным сейсморазведки, подчеркивается увеличенной до 40–41,5 км мощностью земной коры, нарушенностью границы Мохо, присутствием субвертикальных динамических аномалий в верхней «хрупкой» части земной коры, которые к низам коры трансформируются в листрические разломы (пологие), частично проникающие в верхнюю мантию. Для ненефтеносных территорий эти признаки не характерны, и напротив, в

осадочном чехле над Южно-Татарским гранито-гнейсовым куполом локализовано крупнейшее Ромашкинское месторождение нефти.

В пределах соседних блоков земной коры – СТС и Мелекесской впадины кристаллический фундамент, по имеющимся материалам геофизических исследований и глубокого бурения, менее дифференцирован по вещественному составу слагающих его формаций и структуре сейсмического волнового поля. Земная кора в современных границах этих регионов имеет в целом сокращенную мощность от 34 до 38 км, там отсутствуют формации гранито-гнейсовых куполов, не характерны субвертикальные и пологие волновые отражатели, а граница Мохо фиксируется с разной степенью уверенности без явных сбросо-сдвиговых деформаций. Менее нефтеносным или практически «стерильным» оказывается и осадочный чехол этих структурно-тектонических элементов.

Заключение

Реальные механизмы протекающих в мантии и коре процессов – область гипотез и догадок, и поэтому вполне справедливы будут критические замечания в применении изложенной концепции для обоснования нефтегенерирующей роли фундамента. Для изучения фундамента на предмет его нефтеносности необходимо развивать альтернативные теоретические представления о происхождении и миграции нефти в глубинных горизонтах фундамента. Одной из таких «рабочих» гипотез может стать модель энергостоковой системы как основной генерирующей структуры мантийно-корового тепломассопереноса, контролирующей размещение нефтеносных районов. Главным звеном данной модели является то, что однажды возникшая тепловая и структурная аномалия, созданная подъемом мантийного астенолита, в дальнейшем служит благоприятной средой для повторного и многократного возобновления процессов массотеплопередачи именно в данном участке литосферы, чем на новом месте. По принципу «экономии энергии» в коре возникают относительно устойчивые в пространстве и

времени структуры, характеризующиеся повышенным расходом тепловой энергии, обеспечивающей процессы магмообразования, мобилизацию и транспортировку флюидопотоков [10]. Очевидно, что астенолитовые поднятия определяют постархейский структурный план региона и оказывают благоприятное влияние на реализацию интенсивно направленного стока энергии в вышележащие горизонты земной коры. С приведенных позиций Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол, пространственно контролирующий нефтеносный район Татарстана, находится на гребне астенолитового диапира, в фокусе энергостоковой системы [9].

Список литературы

1. Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти // Советская геология. – 1955. – Вып. 47. – С. 104–125.
2. Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы : материалы Всерос. конф., 22-25 апр. 2008 г. – М. : ГЕОС, 2008. – 622 с.
3. Дмитриевский А.Н., Валеев Б.М. Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «Дегазация Земли» // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы : материалы Всерос. конф., 22–25 апр. 2008 г. – М. : ГЕОС, 2008. – С. 3–6.
4. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. – М. : ГЕОС, 2014. – 202 с.
5. Геотраверс «ГРАНИТ»: Восточно-Европейская платформа – Урал – Западная Сибирь (строение земной коры по результатам комплексных геолого-геофизических исследований) / под ред. С.Н. Кашубина. – Екатеринбург : Главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Свердловской области, ФГУГП «Баженовская геофизическая экспедиция», 2002. – 312 с.

6. Кузнецов Г.Е. Глубинное строение и геодинамика недр Республики Татарстан // Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы : материалы 1-й Всерос. конф., 10–15 нояб. 1997 г. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2000. – С. 35–50.
7. Леонов Ю.Г. Платформенная тектоника в свете представлений о тектонической расслоенности земной коры // Геотектоника. – 1991. – № 6. – С. 3–20.
8. Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеманн М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан) // Георесурсы. – 2008. – № 3 (26). – С. 10–12.
9. Гатиятулин Н.С., Баратов А.Р. Формации фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла (на примере формационного расчленения разреза докембрийских толщ, вскрытых сверхглубокой скв. 20009 – Новоелховской) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 11. – С. 29–36.
10. Артюшков Е.В., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Основные типы и механизмы образования структур на литосферных плитах. Статья 1. Континентальные платформы // Бюллентень МОИП. Отдел геологии. – 1979. – Т. 54, вып. 2. – С. 8–30.

ПЕТРОГЕНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

А.Р. Баратов (ТГРУ ПАО«Татнефть»)

Детальные исследования керна и шламового материала по скв. 20000 Миннибаевской и скв. 20009 Новоелховской показали, что кристаллический массив фундамента Южно-Татарского свода (ЮТС), вскрытый даже на

незначительную глубину, представляет собой весьма сложное скопление разновозрастных геологических тел без признаков стратификации, контрастных по вещественному составу и генетической принадлежности.

Эти факторы сильно осложняют реконструкцию первичного состава толщ, делают практически невозможным прослеживание маркирующих горизонтов и детальные стратиграфические сопоставления. По мнению Н.Л. Добрецова [1], в большинстве областей развития докембрийских толщ, плит и щитов доминируют именно нестратифицированные (ультраметаморфические) формации и даже явно стратиграфические докембрийские подразделения в той или иной мере насыщены неосомным материалом – мигматитами, анатектическими гранитами, т.е. по сути своей являются также мигматитовыми формациями.

Такая неупорядоченность как с набором и распространенностью пород, так и с расплывчатостью и неопределенностью их взаимоотношений, отмечается в принципиально схожих разрезах скв. 20000 и 20009. В них наряду с метаморфическими породами установлен большой объем (60–70 %) магматитов различного состава как явно внедренного характера (интрузивных), так и образовавшихся *in situ* (на месте) за счет анатексиса метаморфитов. При этом сменяемость пород незакономерна как по вертикали, так и латерали, а степень их преобразования такова, что местами затруднительно определить объем метаморфизируемого субстрата, границы и конфигурацию многих конкретных геологических тел.

Вместе с тем в многочисленных публикациях и производственных отчетах геологический разрез фундамента ЮТС, по материалам проходки этих скважин, описывается с позиций стратифицированного чередования двух основных таксономических единиц разреза: отрадненской метабазитовой и большечеремшанской гнейсовой (высокоглиноземистой) первично осадочно-вулканогенных серий, затушеванных новообразованиями амфиболитовой и гранулитовой фациями метаморфизма. К таксонам меньшего ранга отнесены

некартируемые метатектиты (теневые мигматиты, ультраметагенные и (или) метасоматические граниты), «накладывающиеся» на первичные породы отмеченных серий, а также интрузивные ультрабазиты. По ритмичной смене толщ в сечении скв. 20009 строение данной части фундамента ЮТС интерпретируется как линейно-складчатое и даже чешуйчато-блоковое.

В предлагаемой статье приведена альтернативная точка зрения на геологическое строение вскрытой части ЮТС на основе формационного расчленения «немых» архей-протерозойских толщ на конкретные геологические тела (формации).

Главным критерием расчленения разреза явилась геологическая позиция пород, установленная по керну скважины; дополнительными (коррелиирующими) – результаты минералого-петрографического и петрохимического исследования керна и шлама, а при выделении формаций были использованы следующие признаки [1]: набор главных и второстепенных пород, минеральный парагенезис, структура формации (стратифицированность, направленность или изотропность), петрохимические особенности пород.

В результате такого анализа породный ряд по разрезам миннибаевской и новоелховской скважин распадается на три ультраметаморфогенных комплекса позднеархейского возраста, а также магматогенные формации ультрабазитов AR₂ и раннепротерозойских гранитов (табл. 1).

При использовании предлагаемой модели строения фундамента, так и ранее составленных разрезов для решения прикладных геологических задач, следует иметь в виду, что они являются только качественными моделями строения фундамента. Уровень надежности членения вскрытой кристаллической толщи напрямую зависит от представительности изученной керновой колонки в разрезе скважины и в случае со скв. 20009 характеризуется невысокими показателями. Проходка с керном во вскрытом 3,5 км интервале фундамента составила всего 372 м (10,7 %) при линейном выходе керна 186 м.

Таблица 1

Схема расчленения разреза фундамента ЮТС

Класс формации	Тип метаморфизма*	Формационный тип	Комплекс	Набор пород, минеральный парагенезис	Формационные аналоги по [3]
Плутогенный		Гранитный	Позднебакалинский PR ₁ (?)	Субщелочные и нормальной щелочности граниты; Kv+Пл+КПШ+Би	Позднебакалинский комплекс
Плутоген-ный		Гипербазитовый	Чубовский AR ₂ (?)	Шпинелевые перидотиты; РПи±МПи±Би±Ол±Шп±Амф	Чубовский комплекс
Ультраметагеный	Мигматит-гнейсовый (фация B ₂)	Тоналит-гнейсовый	Рахмановский AR ₂ ; Sm-Nd-3017±62 млн лет**	Тоналит-мигматиты, анатектические плагиограниты; Пл±Кв±Би±Гр±Ко рд.	Рахмановский комплекс
Метаморфогеный	а) андалузит-силиманитовый (фация B ₃ →B ₂);	Мигматит-гнейсово-сланцевый	Большечеремшанский AR ₂ (?)	Высокоглиноземистые кристаллические сланцы и гнейсы; Би±Силл±Корд±Гр±Кв±КПШ±Пл	Большечеремшанская серия
Плутоген-но-метаморфический	Гранулитовый (фация B ₁)	Эндербитовый	Отрадненский AR ₂ ; Sm-Nd 3109±97 млн лет**	Эндербиты; Пл±Кв±РПи±МП и±Би±Амф	Отрадненская серия

* По Н.Л. Добрецову [1]

** По Е.В. Бибиковой [2]

Основным структурно-вещественным связующим элементом данной модели являются «неосомные» тоналит-мигматиты (рахмановский комплекс), пропитывающие и дезинтегрирующие от крупных ксеноблоков до «лито- и кристоклассов», эндербиты (отрадненский комплекс) и высокоглиноземистые кристаллосланцы и гнейсы (большечеремшанский комплекс). При этом структура рахмановского комплекса характеризуется внутренней направленной дифференцированностью, выражющейся в эволюционной смене тоналит-мигматитов анатектическими плагиогранитами.

Наиболее древняя эндербитовая формация (отрадненский комплекс), напротив, характеризуется достаточно изотропным строением, и ее средневзвешенный состав соответствует лейкоандезиту.

Базиты в составе формации отмечаются спорадически (менее 1 % выборки химических анализов), что косвенно свидетельствует о континентальном типе и сравнительно кислом составе субстрата формации.

Высокоглиноземистые метаморфиты, объединенные в большечеремшанский комплекс, традиционно считаются продуктами преобразований андалузит-силлиманитовой фации метаморфизма архейских эфузивно-осадочных толщ. Установлено, что на территории Волго-Уральской области данный ряд пород вскрыт в 15 % скважин, достигших фундамента, при этом приблизительно в половине из них высокоглиноземистые кристаллосланцы и гнейсы однозначно диагностируются не по трудно реставрируемому гипотетичному исходному субстрату, а по ныне наблюдаемому Силл \pm Гр \pm Би \pm Корд парагенезису. По геологической позиции большечеремшанские метаморфиты сопоставимы с близкими по составу архейскими толщами других регионов Русской плиты и Кольского полуострова, и поэтому большинство исследователей выделяют их в одноименную регионально прослеживаемую серию мегакомплекса основания, придавая ей более высокое стратиграфическое положение по отношению к эндербитам архейской отрадненской серии [3].

Однако по разрезам скв. 20000 и 20009 геологическая позиция высокоглиноземистых метаморфитов в большей мере обусловлена тоналит-мигматитами рапхановского, чем эндербитами отрадненского комплексов. На разных уровнях разреза и в разном объеме «рапхановские» тоналит-мигматиты насыщены скиалит-ксенолитами пород большечеремшанского комплекса. «Дезинтегрирующее» влияние тоналитового метатекта по отношению к высокоглиноземистым кристаллосланцам и гнейсам спадает только ниже глубинной отметки 4721 м, где, судя по петрографо-

геохимическим выборкам пород, картируется относительно однородный интервал большечеремшанского комплекса. Тесная, но контрастная корреляция высокоглиноземистых кристаллосланцев с тоналит-мигматитами и необычный их состав позволяет предположить элементы реставрации в их формировании, а саму формацию отнести к классу нестратифицированных ультраметагенных формаций с сравнительно изотропной структурой, что не исключает возможности первично эфузивно-осадочного происхождения пород.

Таким образом, согласно приведенному формационному расчленению кристаллических толщ по разрезам скв. 20000 и 20009 следует, что нефтеносный район Татарстана приурочен к блоку фундамента с развитой сиалической корой, в пределах которого периодически происходило гранитообразование подготовленного гранулито-гнейсового субстрата [4].

Средневзвешенный химический состав формаций фундамента ЮТС по разрезу скв. 20009 приведен в табл. 2.

Предложенная модель глубинного строения земной коры данной части территории Татарстана вполне сочетается с данными сейсморазведки о характере и строении волнового поля региона, свидетельствующими о повышенной мощности земной коры в современных границах ЮТС в сравнении с соседними региональными структурами – Северо-Татарским сводом и Мелекесской впадиной.

Теоретические предпосылки возникновения утолщенных блоков земной коры обоснованы В.Е. Хаиным [5] с позиций относительной подвижности, расслоенной геосреды, согласно которой каждый из консолидированных слоёв в силу внутренних особенностей и причин представляет собой автономную динамическую систему с потенциалом латерального перемещения по плоскостям смежных коровых пластин.

Таблица 2

Главные формационные типы пород по разрезу скв. 20009

Коли- чество проб	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Σ Fe	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Σ щел.	K/ Na
Отрадненский комплекс, эндербиты (а), метабазиты (б)									
18 (а)	62,36	15,47	6,8	5,23	2,44	1,48	3,23	4,71	0,46
1 (б)	48,28	15,65	14,86	8,72	3,68	1,31	3,43	4,74	0,38
Большечеремшанский комплекс, высокоглиноземистые сланцы и гнейсы									
14	52,74	28,39	5,52	0,24	2,90	3,98	0,8	4,78	4,98
Рахмановский комплекс, тоналиты (а), плагиограниты (б)									
12 (а)	64,87	16,3	6,25	2,57	2,47	2,17	2,63	4,8	0,83
24 (б)	71,14	14,59	4,01	2,64	1,29	1,77	3,22	4,97	0,55
Чубовский комплекс, перидотиты									
3	46,94	4,43	12,47	3,51	26,95	0,41	0,37	0,78	1,32
Позднебакалинский комплекс, граниты (а), субщелочные граниты (б)									
8 (а)	71,07	13,91	2,95	1,91	1,0	4,55	2,75	7,3	1,65
14 (б)	72,94	14,1	1,68	1,5	0,42	5,31	3,02	8,33	1,76

Как известно, земная кора в регионе до подошвы плитного чехла состоит из трех консолидированных слоев (нижнего – гранулито-базитового, промежуточного – условно диоритового или инверсионного и верхнего – гранитно-метаморфического). При повышенной пластичности промежуточного слоя в нем последует сдвиг крупных блоков коры с образованием «заторов» (упоров) и начнутся процессы нагнетания и отслоения материала слоя от нижележащего гранулито-базитового слоя или верхнего гранит-метаморфического. Эти процессы вызовут торошение верхнекоровых пластин и их всучивание под напором снизу нагнетаемого материала промежуточного слоя. Данное явление приводит к образованию астенолинз в промежуточном слое, региональному метаморфизму с гранитообразованием и ростом гранито-гнейсовых куполов. Нагнетание

материала инверсионного слоя фиксируется относительными подъемами земной поверхности, а его отток – современными опусканиями [5].

В доступных для исследований горизонтах фундамента ЮТС нагнетание материала в среднем инверсионном слое земной коры логически можно отождествить с соответствующими геологическими телами (комплексами) в верхнем – гранитно-метаморфическом слое, устанавливаемыми посредством формационного анализа. Так, эндербиты отрадненского комплекса по химизму близки петротипу «диоритового» промежуточного слоя и, вероятно, являются его плутогенными новообразованиями, а перидотиты чубовского комплекса отражают состав верхнемантийного астенолита. Тоналит-мигматиты и плагиграниты рагмановского и субщелочные и нормального ряда граниты позднебакалинского комплексов, первые из которых по всем признакам возникли *in situ* в результате анатексиса «отрадненско-большечеремшанского субстрата», а вторые являются явно интрузивными образованиями, способствовали преобразованию данного блока земной коры региона в купольную морфоструктуру – Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол. Таким образом, в данном блоке земной коры региона произошло концентрированное (узловое) и многократное, а не рассеянное, совмещение разновременных гетерогенных магматических и ультраметаморфических формаций, которые можно считать реальным выражением длительно функционирующей стационарной энергостоковой системы.

В планетарном масштабе энергостоковые системы предопределяют геодинамический и структурно-тектонический контроль глобальных и региональных неравномерностей распространения нефтегазовых месторождений, а в осадочном чехле рассматриваемого региона благодаря этим факторам контроля глубинного тепломассопереноса локализовались крупнейшие залежи нефти, составляющие основную часть запасов углеводородов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Представления о механизме зарождения и функционировании энергостоковых систем рассмотрены в гипотетических моделях Е.В. Артюшкова [6], Г.Л. Поспелова [7], Н.Л. Добрецова [8], Н.В. Попова [9] и др., в частности, для обоснования генезиса постархейских магматогенных структур (полихронных плутонов).

По мнению академика Р.Х. Муслимова – одного из инициаторов Программы изучения глубинных недр республики, «...изучая геологическое строение фундамента, мы облегчаем поиски нефти в вышележащих отложениях. Можно сказать, что познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле» [10].

Для этого наряду с традиционными методами поисков нефтяных залежей в осадочном чехле в соответствии антиклинальной теорией необходимо привлекать и нестандартные подходы к выделению перспективных площадей на нефть и газ. Одним из таких направлений может быть формационный анализ петрографо-геохимических материалов глубокого бурения по фундаменту в сочетании с интерпретацией распределения геофизических полей. Задачей данных исследований должно стать изучение геологического строения фундамента с целью выявления региональной зависимости нефтеносности осадочного чехла от фундамента, а также установление «реальных» локальных факторов контроля, которыми могут являться сравнительно небольшие по размерам гранито-гнейсовые купола, массивы гомогенных гранитов и (или) тела гипербазитов.

Список литературы

1. Добрецов Н.Л. Принципы выделения и классификации метаморфических формаций и задачи формационных исследований // Метаморфические формации (принципы выделения и классификации) : тр. / Ин-т геологии и геофизики (ИГиГ) СО АН СССР. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1981. – Вып. 488. – С. 6–19.

2. Уран-свинцовый возраст чарнокитоидов Волго-Уральской области / Е.В. Бибикова, С.В. Богданова, Т.И. Кирнозова, Л.П. Попова // Доклады АН СССР. – 1984. – Т. 276, № 4. – С. 916–917.
3. Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР / под ред. В.С. Князева, Т.А. Лапинской. – М. : Недра, 1992. – 303с.
4. Гатиятуллин Н.С. Баратов А.Р. Формации фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла (на примере формационного расчленения разреза докембрийских толщ, вскрытых сверхглубокой скв. 20009 – Новоелховской) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 11. – С. 29–36.
5. Хайн В.Е. Расслоенность Земли и многоярусная конвекция как основа подлинно глобальной геодинамической модели // Доклады АН СССР. – 1989. – Т. 308, № 6. – С. 1437–1440.
6. Артюшков Е.В., Шлезингер А.Е., Яншин А.Л. Основные типы и механизмы образования структур на литосферных плитах. Статья 1. Континентальные платформы // Бюллетень МОИП. Отдел геологии. – 1979. – Т. 54, вып. 2. – С. 8–30.
7. Поспелов Г.Л. О месте магматизма в энергостоковых геодинамических системах // Проблемы магматической геологии : тр. / Ин-т геологии и геофизики (ИГиГ) СО АН СССР. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1973. – Вып. 213. – С. 290–308.
8. Добрецов Н.Л. Введение в глобальную петрологию. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1980. – 199 с. – (Труды / ИГиГ ; вып. 456).
9. Попов Н.В., Добрецов Г.Л. Петрология полихронных плутонов: (на примере Джунгарского Алатау). – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние, 1982. – 131 с. – (Труды / ИГиГ ; вып. 534).
10. Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов – резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке // Георесурсы. – 2002. – № 4 (12). – С. 2–5.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА И КАЧЕСТВА ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

А.Ф. Зарипова (СП «Татнефть-Добыча» ПАО «Татнефть»)

Технология заводнения является самым распространенным и доступным методом увеличения нефтеотдачи для нефтяных месторождений. Нагнетание воды осуществляется как для поддержания пластового давления, так и вытеснения нефти из порового пространства пород-коллекторов. Для наиболее эффективной реализации технологии необходимо строго следить за качеством и минерализацией нагнетаемой воды. Особенно это актуально для глиносодержащих терригенных коллекторов, которые характеризуются низкой проницаемостью и изменчивостью физико-химических свойств в зависимости от минерализации нагнетаемой воды.

На разработку глинистых пластов существенно влияют особенности строения глинистых минералов, входящих в состав коллектора. Наиболее распространенными глинистыми минералами в коллекторах являются монтмориллонит, иллит, каолинит, хлорит. Наибольшие осложнения при взаимодействии с закачиваемой водой вызывают пласти, содержащие монтмориллонит и иллит. Это связано с подвижностью их кристаллической структуры, которая приводит к увеличению объема глинистых частиц в породе (то есть набуханию глин) при закачке воды с пониженной относительно пластовой минерализацией.

Количество и тип глинистых минералов в породе-коллекторе влияют на её пористость, проницаемость, однородность, смачиваемость, характер взаимодействия с закачиваемой водой.

При разработке глинистых коллекторов особое внимание следует уделить ряду основных проблем:

- 1) набухание глины при закачке воды с низкой минерализацией;

- 2) перемещение мелкодисперсных веществ в пласте;
- 3) закупоривание скелета породы ТВЧ;
- 4) закупоривание в результате образования отложений из-за несовместимости флюидов;
- 5) неравномерность выработки запасов ввиду неоднородности пласта.

При разработке таких пластов необходимо учитывать все перечисленные факторы и производить наиболее оптимальный подбор технологии заводнения. Во-первых, необходимо следить за качеством очистки нагнетаемой воды: за концентрацией ТВЧ, их размером, наличием глубул нефти, наличием бактерий. Для этого необходимо опираться на отраслевые стандарты и регламентирующие документы.

Во-вторых, большое значение имеет подбор воды как нагнетаемого агента. Источник водоснабжения выбирается исходя из многих факторов. В качестве агента для ППД используют:

- пластовую высокоминерализованную воду из нефтеносного пласта или из выше- или нижележащих горизонтов;
- слабоминерализованную или пресную воду с поверхностных водоемов, в том числе морскую;
- воду с измененным ионным составом (технология Smart Water) и другие.

Для оценки эффективности применения метода слабоминерализованного заводнения на месторождениях с глиносодержащим коллектором была построена 3D гидродинамическая модель 10-слойного пласта. Данная модель представляет из себя элемент 5-точечной системы, включает одну нагнетательную и одну добывающую скважины. Для каждого из 10 слоев были заданы свои значения пористости, проницаемости и ОФП. Для изучения влияния неоднородности пласта по проницаемости были построены три разные сетки с определенным распределением проницаемостей, коэффициент Дикстра-Парсонса для которых равен 0,18, 0,54 и 0,72 (рис. 1).

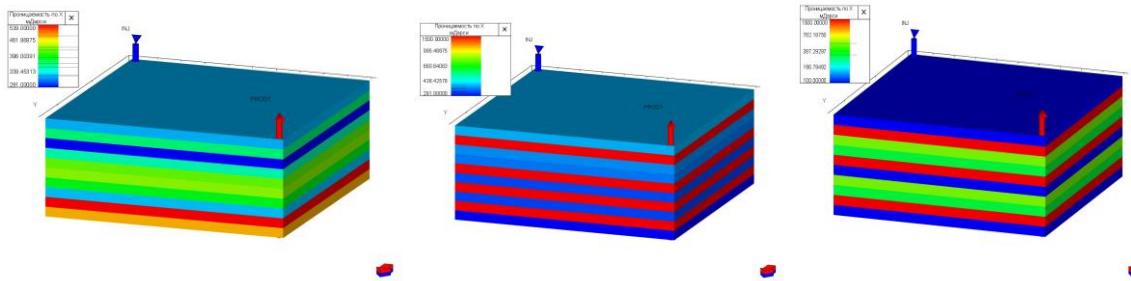


Рисунок 1 – Распределение проницаемостей пропластков при значениях коэффициента Дикстра-Парсонса 0,18, 0,54 и 0,72

Влияние слабоминерализованной воды на физико-химические процессы в пласте осуществлялось посредством модификации концевых точек ОФП. На рис. 2 представлены параметры ОФП по результатам тестов на образцах керна при прокачке высокоминерализованной и пресной воды.

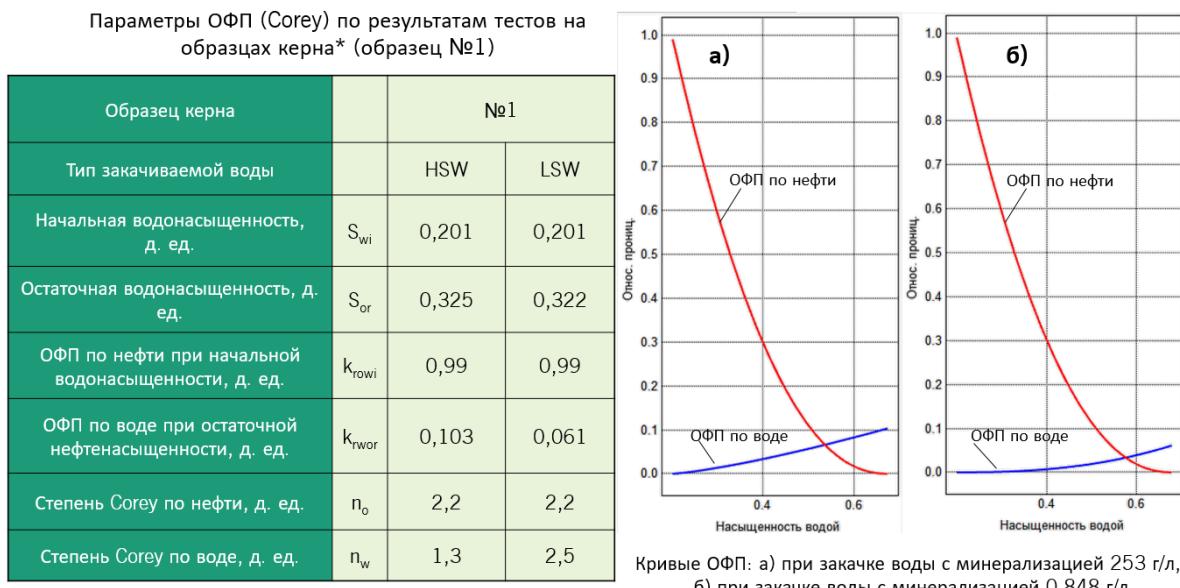


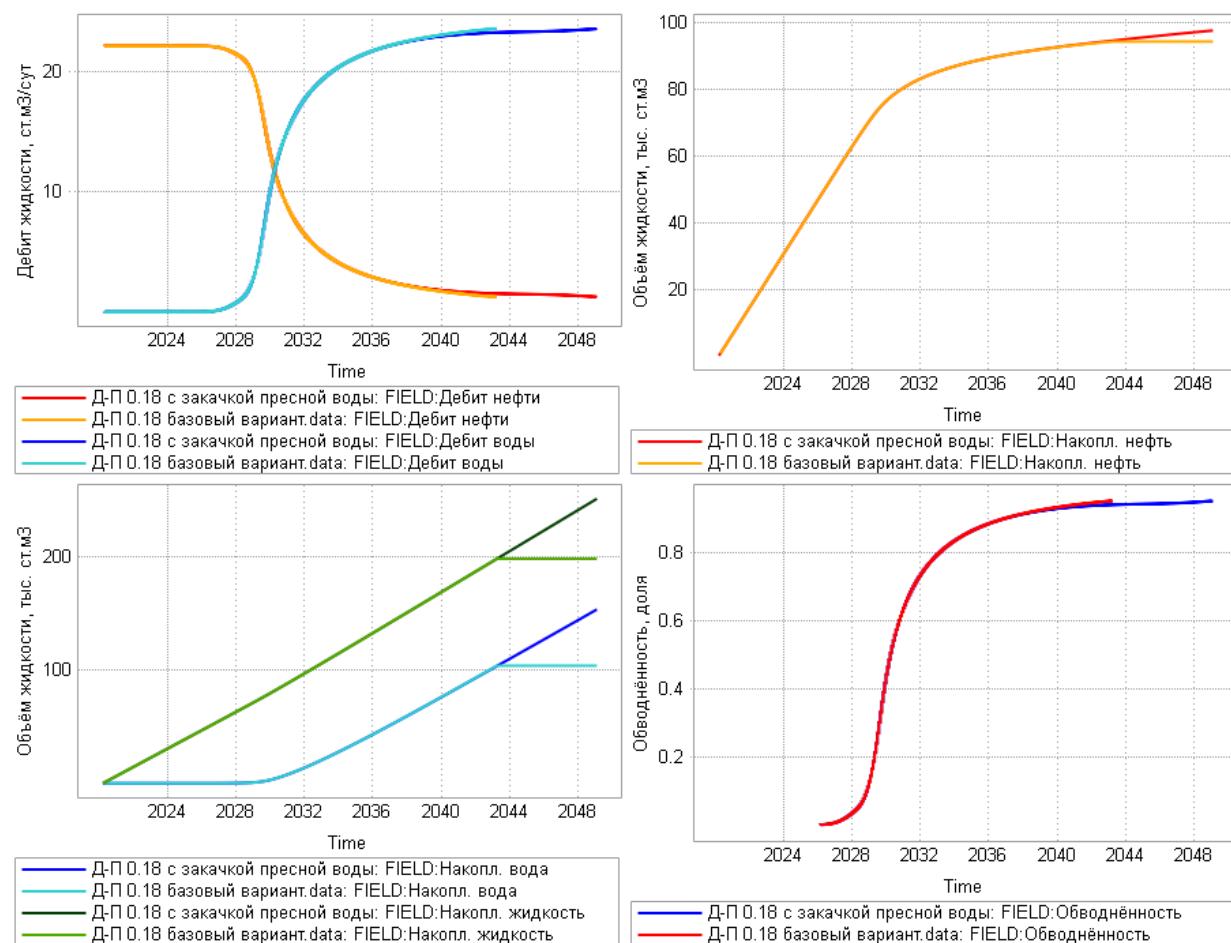
Рисунок 2 – Параметры ОФП по результатам тестов на образцах керна

На построенной 3D модели были проведены две серии экспериментов: первая – с целью определения влияния неоднородности пласта по проницаемости и вторая – для изучения влияния времени начала закачки пресной воды на увеличение конечного КИН.

1.1. На рис. 3 представлены показатели разработки для варианта с коэффициентом Дикстра-Парсонса 0,18. Для оценки эффективности

технологии данные результаты были сопоставлены с результатами расчета базовой модели. В качестве базового принят вариант расчета с закачкой минерализованной воды с начала разработки. Моделируемая технология предполагает закачку пресной воды при достижении объема прокачанной минерализованной воды, равного 0,5 поровых объемов рассматриваемого участка пласта.

Как видно из рис. 3, после реализации заводнения пресной водой дебит по нефти практически не изменился, соответственно, накопленная добыча нефти увеличилась незначительно.



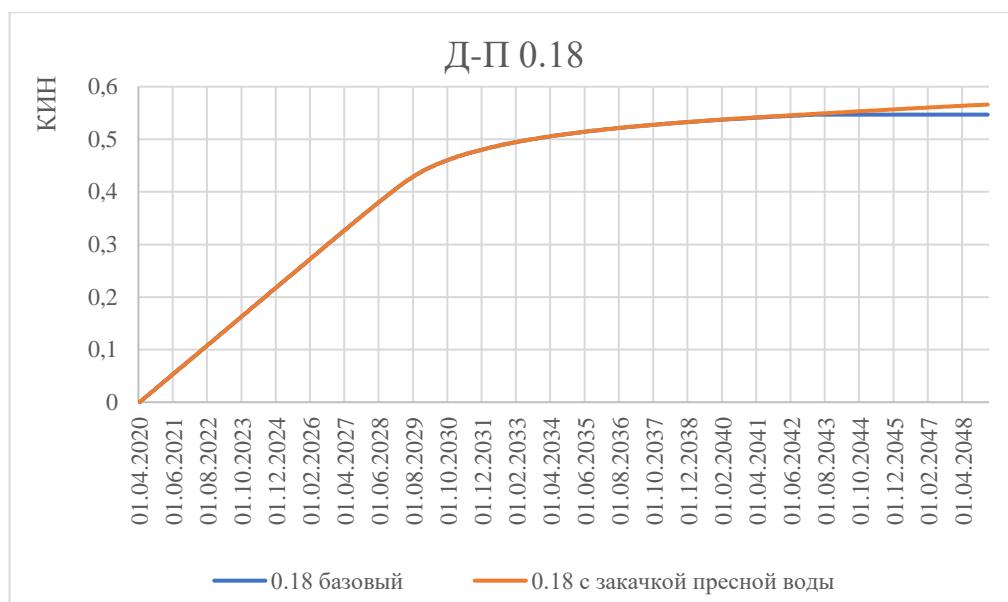


Рисунок 3 – Сравнение показателей разработки базового и предлагаемого вариантов (Д-П 0,18)

1.2. Рассмотрим случай с распределением проницаемостей, соответствующим коэффициенту Дикстра-Парсонса 0,54 (рис. 4). Закачка пресной воды также осуществляется после прокачки 0,5 поровых объемов минерализованной воды. В этом случае происходит увеличение дебита нефти, снижение обводненности. В итоге величина накопленной добычи нефти увеличилась на 17 тыс. м³ по сравнению с базовым вариантом.

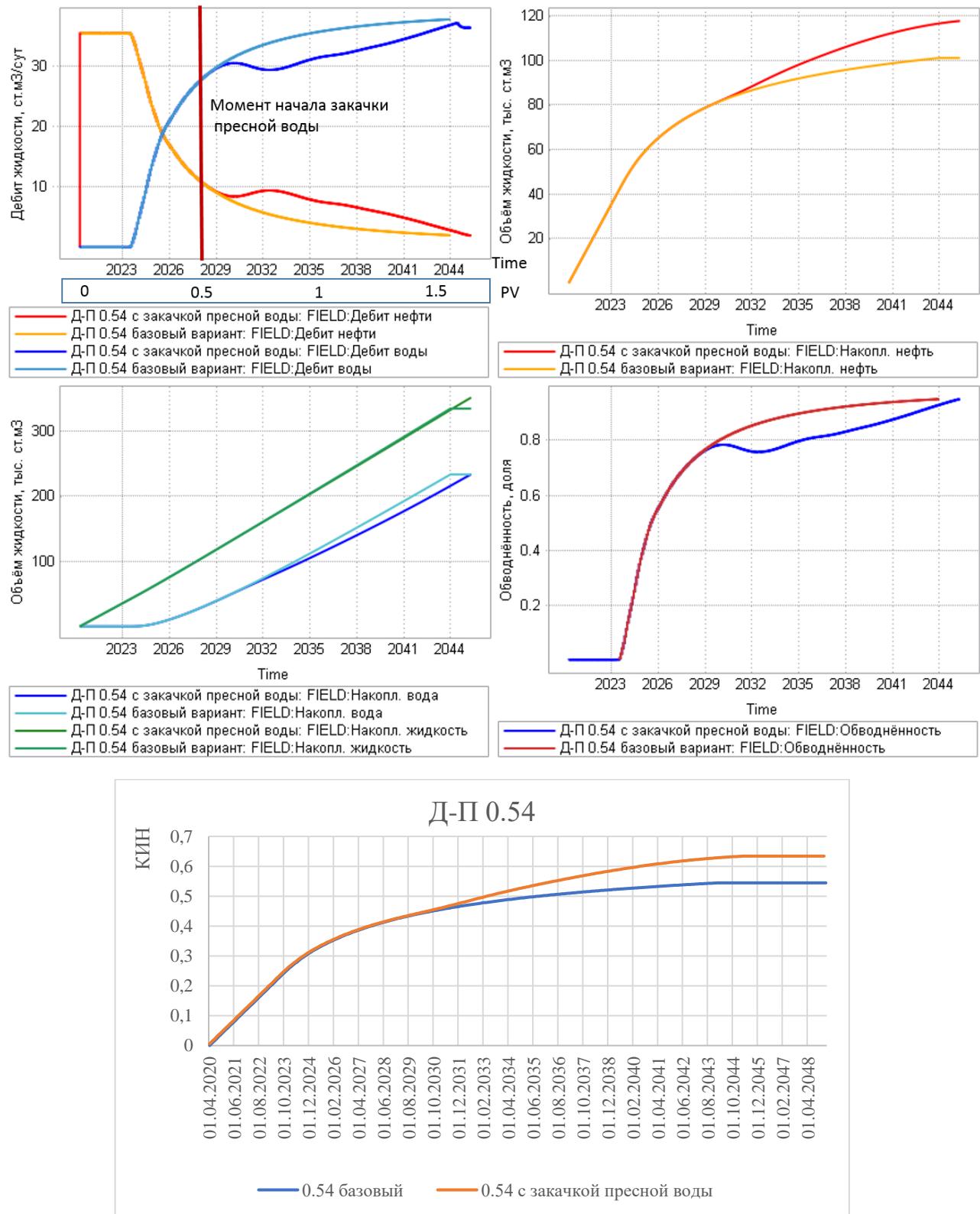


Рисунок 4 – Сравнение показателей разработки базового и предлагаемого вариантов (Д-П 0,54)

1.3. При увеличении неоднородности коллектора (коэффициент Дикстра-Парсонса равен 0,72), также наблюдается рост дебита и снижение обводненности (рис. 5).

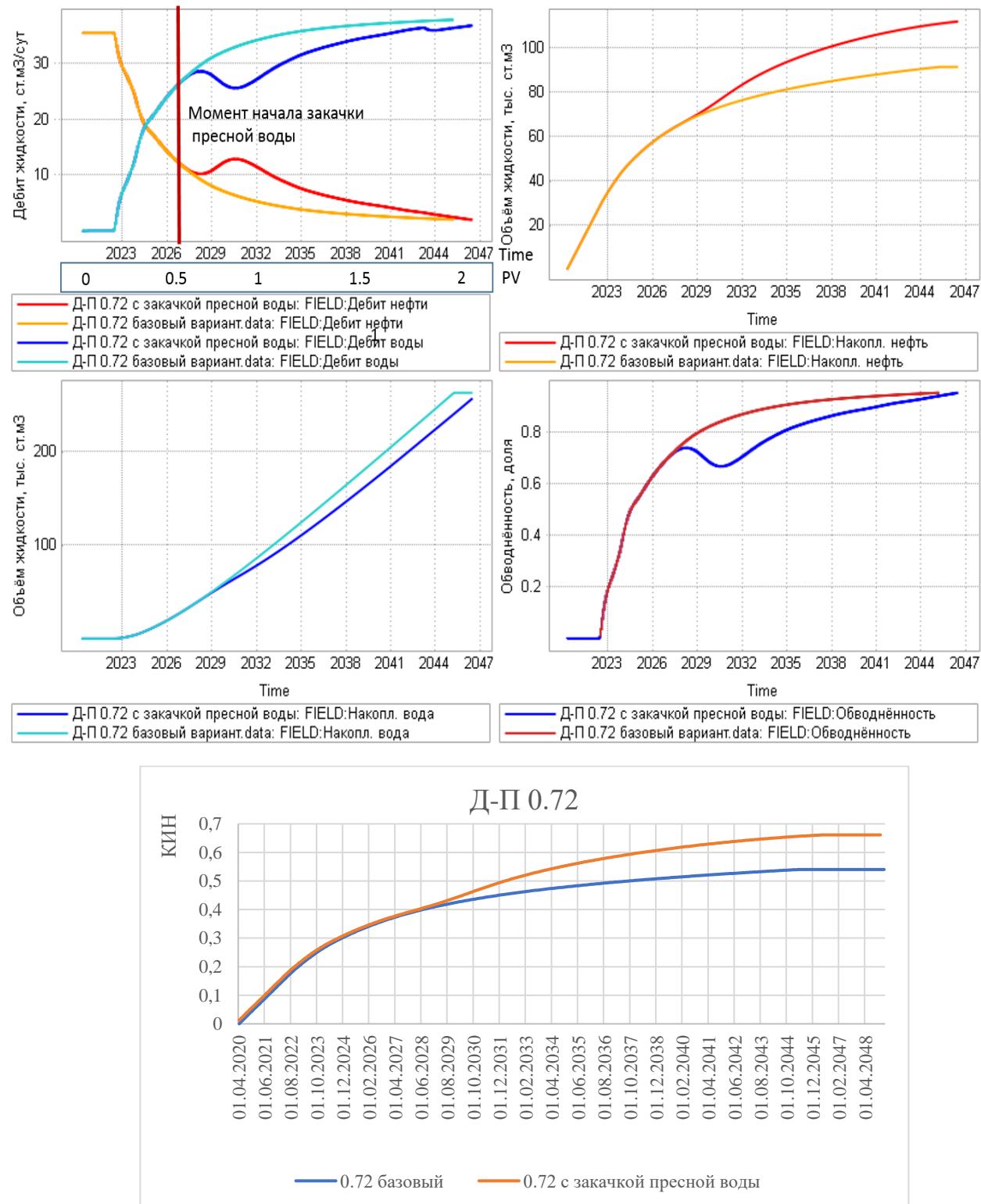


Рисунок 5 – Сравнение показателей разработки базового и предлагаемого вариантов (Д-П 0,72)

Если сравнить полученные результаты, можно сделать следующие выводы:

1. Наилучший эффект достигается при значениях коэффициента Дикстра-Парсонса более 0,5;

2. Чем выше неоднородность, тем лучшим будет эффект.

Это объясняется тем, что при разработке неоднородного пласта заводнением образуются застойные зоны, в которых концентрируются остаточные запасы. При закачке пресной воды включаются механизмы диспергации глин, это происходит в первую очередь в наиболее промытых зонах. Проницаемость таких зон снижается, в результате закачиваемая вода устремляется в ранее не затронутые зоны, то есть увеличивается коэффициент охвата. В однородных пластах образования застойных зон не происходит, поэтому не наблюдается значительного прироста добычи нефти.

2. На рис. 6 приведены значения КИН при закачке пресной воды с начала разработки, после прокачки 0,5 ПО и 1 ПО минерализованной воды. Мы видим, что все три варианта приводят к одинаковому увеличению конечного КИН, меняется только время его достижения. Это также связано с увеличением коэффициента охвата во всех трех случаях.

Таким образом, в ходе работы были получены следующие выводы:

– При разработке глиносодержащих пластов необходимо учитывать качество и состав закачиваемой воды.

– Закачка слабоминерализованной воды в ряде случаев приводит к увеличению нефтеотдачи посредством увеличения коэффициента охвата из-за включения в разработку ранее не затронутых пропластков. Однако также возможно и негативное влияние пресной воды на фильтрационно-емкостные свойства породы. Поэтому для каждого месторождения необходимо производить подбор технологии заводнения, основываясь на свойствах пласта, пластовой и закачиваемой воды и прочих факторов.

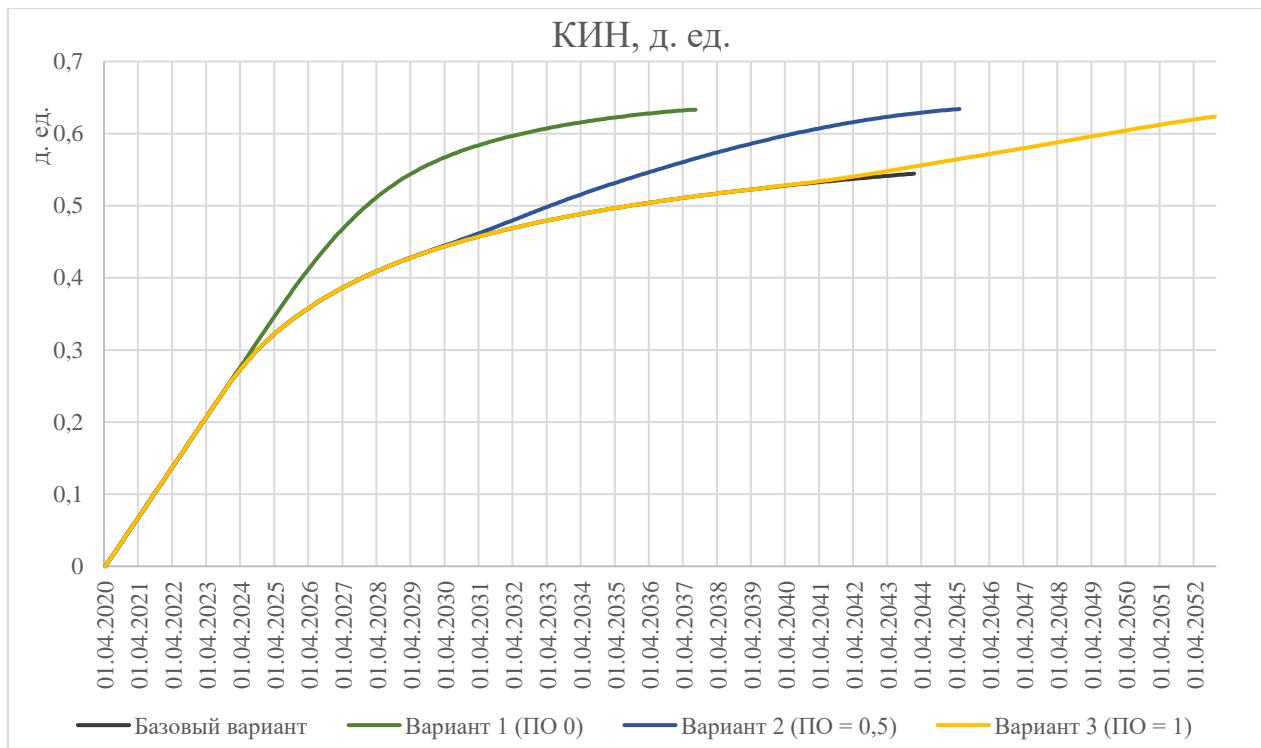


Рисунок 6 – Значения КИН для трех вариантов времени начала реализации слабоминерализованного заводнения (+ базовый вариант)

В результате моделирования технологии закачки пресной воды в глинистый пласт были получены следующие результаты:

- На эффективность технологии в первую очередь влияет степень неоднородности пласта.
- Эффект наблюдается при значениях коэффициента Дикстра-Парсонса более 0,5.
- Применение технологии позволяет увеличить коэффициент охвата и включить в разработку слабопроницаемые пропластки.

Список литературы

1. Ахметгареев В.В. Исследование процессов разработки нефтяных коллекторов низкоминерализованным заводнением на основе моделирования (на примере месторождений Республики Татарстан) : дис... канд. техн. наук: 25.00.17 / ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2016. – 135 с.

2. Демидов А.В. Разработка технологии повышения эффективности заводнения гидродинамически связанных пластов : дис... канд. техн. наук: 25.00.17 / Российский государственный ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2017. – 172 с.
3. Захарова Е.Ф. Влияние качества закачиваемой воды на выработку запасов терригенных коллекторов // Геология, география и глобальная энергия. – 2009. – № 4. – С. 165–168.
4. Михайлов Н.Н., Мелехин С.В., Полищук В.И. Экспериментальное и модельное исследование влияния закачки слабоминерализованной воды на нефтеотдачу пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 7. – С. 19–30.
5. Analysis of Low Salinity Waterflooding in Bastrykskoye Field / V. Ahmetgareev, A. Zeinijahromi, A. Badalyan, R. Khisamov, P. Bedrikovetsky // Petroleum Science and Technology. – 2015. – Vol. 33, № 5. – P. 561–570.
6. Core Flood Study in Dunga Oil Field, Western Kazakhstan / Askar Urakov, Trevor Runge, Daniel Cumming, Dibyatantu Kundu // SPE Annual Caspian Technical Conference and Exhibition, Baku, Azerbaijan, 1-3 November 2017. – Paper SPE-189000-RU.
7. Zeinijahromi A., Bedrikovetsky P. Fines-Migration-Assisted Oil and Gas Recovery (Low Salinity Water Injection) // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 26-28 October 2015, Moscow, Russia. – Paper SPE-176548-MS.

**ПРЕДПОСЫЛКИ ПОИСКА УЛУЧШЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
В ОТЛОЖЕНИЯХ ДОМАНИКОВОГО ТИПА
НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН**

В.П. Морозов, А.С. Хаюзкин, Н.А. Назипов, Ф.М. Газеева, Н.С. Захарова
(Казанский (Приволжский) федеральный университет,
Институт геологии и нефтегазовых технологий)

Отложения доманикового типа, широко распространенные на территории Республики Татарстан, рассматриваются в качестве нетрадиционных пород коллекторов, являющихся в то же время и нефтематеринскими породами. Они в целом характеризуются большим содержанием органического вещества (ОВ), довольно малой эффективной пористостью и крайне малой или нулевой проницаемостью. Однако многими такие образования рассматриваются в качестве потенциальных нетрадиционных пород-коллекторов, обладающих весьма большими геологическими ресурсами углеводородного сырья, и при разработке необходимых технологий добычи они могут обеспечить высокий прирост извлекаемых из них так называемых сланцевых углеводородов.

Изучению подобных образований на территории России и зарубежья уделяется большое значение. Все они характеризуются низкой эффективной пористостью, весьма низкой проницаемостью и большим содержанием ОВ, что препятствует их промышленному освоению. Хотя на некоторых зарубежных месторождениях, также в отложениях бажена Западной Сибири ведется их промышленная эксплуатация и добываются так называемые сланцевая нефть и сланцевый газ. Одной из причин успешной промышленной эксплуатации таких объектов является наличие в их литологическом составе пластов (слоев) традиционных пород-коллекторов, которые способны отдавать вмешаемые углеводороды.

Аналогичные отложения за рубежом называются черными сланцами. В некоторых зарубежных странах, например, США, Китае, ведется их промышленная разработка. Разработка таких отложений, называемых в России баженитами, ведется и в Западной Сибири. Основным фактором их промышленной разработки является наличие в разрезах слоев, обладающих практически значимой проницаемостью. К ним относятся присутствующие в разрезах слои с высокими коллекторскими свойствами. Среди зарубежных черных сланцев ими являются песчаники и алевролиты, а среди баженитов радиоляриты.

Цель данной работы – выявление мест развития среди отложений доманикового типа образований с повышенными коллекторскими свойствами, вмещающие нефти которых являются эпигенетическими и отличаются от сингенетических битумоидов более низкой вязкостью. Достижение сформулированной цели решалось путем обобщения публикаций по геологическому строению изучаемых доманиковых толщ из аналогов, развитых в других регионах, выявлению среди изученных отложений различных литотипов, положению отложений доманикового типа в различных тектонических структурах и типизации их разрезов. В работе также использовался авторский материал, основанный на изучении кернового материала.

Авторами изучены отложения доманикового типа семилукского горизонта, развитые на территории Татарстана вне пределов развития Камско-Кинельской системы прогибов. Всего изучен керновый материал более 20 скважин. Проведено макроскопическое описание кернового материала с выявлением основных литотипов, слагающих разрезы. В лабораторных исследованиях образцов использованы оптико-микроскопический анализ шлифов, рентгенографический анализ, электронная микроскопия, пиролитические исследования, синхронный термический анализ,

рентгенофлуоресцентный анализ, SARA-анализ, рентгеновская компьютерная томография.

Согласно собственным исследованиям и литературным данным, показано, что изученные разрезы доманиковых отложений сложены тремя основными типами пород, чередующимися по вертикали и выделенными на основе минерального состава и содержания ОВ. Однако среди некоторых из них можно выделить и разновидности. Благодаря применению современных методов исследования изученного кернового материала выявлено, что среди них преобладают два основных литотипа: карбонатные и карбонатно-кремнистые образования.

Первые сложены преимущественно тонкозернистым кальцитом и по международно принятой классификации относятся к мадстоунам. В них иногда присутствуют органические остатки, что позволяет такие известняки относить к вакстоунам. Во вторых, карбонатно-кремнистых по минеральному составу породах, в различных пропорциях преобладают кальцит и кварц, часто с примесью полевых шпатов и слюд. Органические остатки в них встречаются крайне редко. Однако в них постоянно присутствует ОВ, которое придает породам темно-серую до черной окраску. Редко встречающейся разновидностью карбонатно-кремнистых пород, обогащенных ОВ, являются аналогичные по минеральному составу породы, в шлифах которых под микроскопом обнаружаются в довольно большом количестве раковины радиолярий. Третьим типом пород в изученных разрезах являются карбонатные брекчии, сложенные обломками известняков, которые скементированы карбонатно-кварцевым материалом, содержащим ОВ. Следует сказать, что основная масса ОВ встречается в карбонатно-кремнистых породах, меньшие его содержания обнаружаются в карбонатных брекчиях и оно практически отсутствует в карбонатных породах.

Результаты изучения кернового материала скважин свидетельствуют о меньшем содержании ОВ в карбонатных брекчиях по сравнению с

переслаивающимися карбонатными и карбонатно-кремнистыми образованиями верхней части изученного разреза. Однако, судя по данным синхронного термического анализа, данным пиролитического анализа и SARA-анализа, углеводороды карбонатных брекчий обладают значительно более легким составом и, следовательно, являются более подвижными. Такие образования следует рассматривать и более проницаемыми, т.к. в них отчетливо обнаруживаются следы миграции флюида, что проявляется в формировании вторичного доломита и вторичной пористости. В ряде работ вторичный доломит рассматривается в качестве минерала-индикатора, который, как считается, показывает участки пород с более легким составом нефти и повышенными значениями коллекторских свойств.

Одной из разновидностей карбонатно-кремнистых пород служат аналогичные по минеральному составу образования, в которых обнаруживаются остатки радиолярий. Такие образования, как правило, встречаются при смене снизу вверх обычных карбонатно-кремнистых пород на карбонатные. Содержание радиолярий в этой разновидности карбонатно-кремнистых пород меняется в широких пределах: от единичных процентов до 20–30 %. Интерес к таким образованиям в отложениях доманикового типа определяется тем, что в близких по минеральному составу и петрофизическим свойствам породах бажена Западной Сибири они служат промышленно значимыми коллекторами нефти. Поэтому поиск мест локализации таких образований в отложениях доманикового типа является практически важной задачей.

Среди отложений доманикового типа достаточно редко в изученных объектах встречаются также вторичные доломиты, которые обладают повышенной пористостью и проницаемостью.

В докладе на основе собственных исследований показываются предполагаемые места локализации пород, обладающих повышенными

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«ГЕОЛОГИЯ И ИННОВАЦИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

значениями пористости, проницаемости, облегченным составом углеводородов.

ISBN 978-5-00205-028-4

A standard 1D barcode representing the ISBN number 978-5-00205-028-4.

9 785002 050284 >