

На правах рукописи



ПАРОВИНЧАК КОНСТАНТИН МИХАЙЛОВИЧ

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ

Специальность 25.00.16 – «Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр»

Автореферат

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск - 2013

Работа выполнена в Федеральном Государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель: кандидат геолого-минералогических наук, доцент
Ежова Александра Викторовна

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук,
профессор **Белозеров Владимир Борисович**
Национальный исследовательский Томский
политехнический университет

кандидат геолого-минералогических наук
Смирнова Нина Ильинична главный
специалист-эксперт геологического отдела
Управления по недропользованию по Томской
Области

Ведущая организация: Томский филиал Федерального государственного
унитарного предприятия «СНИИГГиМС».

Защита состоится «22» мая 2013г. в 16-00 часов на заседании
диссертационного совета Д 212.269.12 при ГОУ ВПО Национальный
исследовательский Томский политехнический университет по адресу:
634050, г. Томск, пр. Ленина, 30 (корпус 20, ауд. 504).

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ГОУ
ВПО. Национальный исследовательский Томский политехнический
университет по адресу: 634034, г. Томск, ул. Белинского, 55.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.269.12,
доктор геол.-мин. наук, профессор



А.А. Поцелуев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. В течение последних пятидесяти лет в Томской области открыто около 100 месторождений, в том числе самое крупное нефтяное Советское месторождение (геологические запасы нефти оценены на уровне 584 млн т), а также Мыльдзинское месторождение, которое является самым крупным газоконденсатнонефтяным месторождением Томской области (геологические запасы газа оценены на уровне 90 млрд м³).

Данные месторождения Томской области, а также Вахское, Лугинецкое, Двуреченское, Крапивинское, Первомайское будут добурены в течении 3-5 лет, соответственно объемы добычи нефти будут сокращаться.

В связи с этим остро стоит вопрос как возобновления ресурсной базы (наращивание объемов ГРП), так и ввод в разработку уже ранее открытых, но из-за удаленности, принадлежности разным недропользователям неразрабатываемых месторождений.

Для компенсации падающей добычи нефти специалистами ОАО «Томскгаз» в 1994 г. была предложена программа ввода в разработку группы неразрабатываемых месторождений. Но по ряду причин программа реализована частично. Разработка доюрских отложений на месторождениях Томской области из-за более сложного геологического строения, глубокого залегания рассматривается как второстепенный объект.

Автором детально проанализирована как ранее предложенная программа, так и проектные документы, которые были составлены по месторождениям рассматриваемого района. Программа была пересмотрена, детализирована, внесены существенные корректировки в части подхода к разработке, вскрытию продуктивных объектов при бурении, транспортировки продукции.

Главным принципом составления работы является комплексный подход к освоению мелких и средних нефтяных и газоконденсатных месторождений, который обеспечивает их рентабельность в отличие от традиционных подходов.

Так как большая часть запасов УВ на рассматриваемых месторождениях находится в доюрских отложениях, автором был обобщен весь имеющийся материал по данным образования на территории Томской области, изучено формирование, распространение отложений, определены оптимальные методы вскрытия для предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта (горизонтальное, многозабойное бурение, эксплуатация скважин с открытым стволом, бурение на репрессии и т.д.), предложены подходы к разработке данных месторождений (система разработки, темп бурения и т.д.). Также для части месторождений (географически расположены в одном районе и в данное время не разрабатываются) предложена программа ввода в промышленную эксплуатацию. В данный район вошли 28 месторождений, основными недропользователями которых являются ОАО «НК «Роснефть», ОАО «Томскгазпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Газпромнефть-Восток», ОАО «Востокгазпром», ОАО НК«РуссНефть» и др.

Вторым принципом, положенным в основу работы является независимость от ведомственной принадлежности месторождений и формирования единой технологической схемы разработки, подготовки и транспорта добываемой продукции. Только такой подход принесет наибольшую пользу области в целом, обеспечит максимальную прибыльность всех участников проекта.

Автором предложена и уже начата реализация программы доизучения, подготовки к вводу в разработку Калинового, Северо-Калинового, Нижне-Табаганского месторождений: 2009-2012гг выполнение сейсмических работ, 2013-2014гг бурение разведочных, уплотняющих скважин, ввод в разработку.

Также в течении последних трех лет автором инициировано, проведено 13 совещаний со сторонними недропользователями, месторождения которых расположены в рассматриваемом районе, проработано оптимальное направление транспортировки продукции, проведены совещания с потенциальными подрядными организациями, которые подтвердили желание участвовать в создании инфраструктуры.

Цель работы – разработка, научное обоснование пошаговой программы освоения законсервированных месторождений Томской области:

- обобщение материала по доюрским отложениям Томской области, обоснование формирования, распространения данных отложений в рассматриваемом районе;

- определение оптимальных методов вскрытия для предотвращения загрязнения призабойной зоны пласта (бурение на репрессии, эксплуатация скважин с открытым стволом, горизонтальное, многозабойное бурение).

Объектом исследования является технология комплексного освоения месторождений.

Защищаемые положения и результаты.

1. Выявленные закономерности формирования, распространения доюрских отложений.

2. Целесообразность при бурении разведочных, эксплуатационных скважин вскрывать весь потенциально продуктивный разрез, производить полноразмерный отбор керна в тубах.

3. Критерии, определяющие способы заканчивания бурения новых скважин.

4. Порядок очередности ввода группы месторождений в разработку и рациональную программу их эксплуатации.

Научная новизна. Личный вклад.

Автором был обобщен материал по доюрским отложениям Томской области. Изучен мировой опыт бурения многозабойных скважин.

При бурении скважин на палеозойские отложения Чкаловского месторождения (2010г) автором предложено отработать разные способы заканчивания новых скважин, ряд способов так же предложен и реализуется на месторождениях ООО «Северной нефти», ОАО «Востсибнефтегаз», ОАО «Удмуртнефть», ЗАО «Ванкорнефть» (бурение горизонтальных, многозабойных скважин, скважин с открытым стволом, со спуском фильтров, с обсадкой и перфорацией и т.д.), лучшие рекомендовано применить на месторождениях рассматриваемого района.

В результате бурения, исследования керна и других геолого-физических данных по доюрским отложениям Чкаловского месторождения, выделено силурийское рифовое тело, трассированное по кубу 3Д сейсморазведки по характерному поведению сейсмических амплитуд. Рифовое тело распространено в северо-западном направлении и выделено в модели отдельно. При выборе рангов вариограмм при распределении свойств учитывались геометрические параметры рифа, установленные по месторождениям-аналогам.

Детальное изучение кернового материала, выполненного для уточнения строения палеозойской части Чкаловского эрозионно-тектонического выступа, позволило обнаружить в породах керна скважины № 210 палеонтологические остатки, которые подтвердили ранее сложившееся представление о строении палеозойской части Чкаловского выступа, осложненного значительными вторичными преобразованиями пород в зоне действия процессов триасового рифтогенеза.

Изучение характера трещиноватости карбонатной части разреза позволило создать геологическую модель продуктивных отложений пласта М₁ двойной пористости и проницаемости.

Представлены доказательства отсутствия в пределах продуктивного пласта М₁ легких углеводородов в газообразном состоянии.

Автором предложена и реализуется программа доизучения месторождений рассматриваемого района (сейсмика, бурение разведочных скважин, исследование керна). Вынос керна по доюрским отложениям, как правило, низкий. Для детального изучения порового пространства рекомендуется бурение разведочных скважин с полномасштабным выносом керна (в тубах), и, кроме стандартных исследований, проведение томографии, растровой электронной микроскопии, исследование пустотного пространства современными оптическими приборами, как это было выполнено по Юрубчено-Тохомскому месторождению.

Сформированы критерии очередности ввода месторождений в разработку, доли вклада в строительство наземной инфраструктуры каждого недропользователя.

Практическая значимость. Реализация данной программы позволяет:

- повысить эффективность поисково-разведочных работ;
- пересмотреть, доизучить запасы УВ по уже открытым месторождениям;
- расширить и частично воспроизвести минерально-сырьевую базу области;
- отработать предложенную технологию вскрытия доюрских отложений с минимальным воздействием на пласт;
- ввести в промышленную разработку 28 месторождений, находящихся в бездействии, дополнительная добыча от которых позволит частично компенсировать падение добычи нефти по крупным, введенным ранее в разработку месторождениям;
- составить аналогичную программу ввода в разработку по другим месторождениям.

Апробация работы. Основные положения данной работы неоднократно докладывались и обсуждались на научно технических совещаниях Компании ОАО «НК «Роснефть» (место работы автора), проводился ряд совещаний с участием основных недропользователей месторождений рассматриваемого района, а также на совещаниях при Администрации Томской области.

Соискатель, начиная с 2006г инициирует ускоренный ввод в разработку данной группы месторождений. Принимает непосредственное участие в формировании программы доизучения месторождений (сейсмические работы, бурение разведочных скважин).

Результаты диссертационной работы также были доложены на многих совещаниях, в том числе на Всероссийской научно-технической конференции, посвященной 80-летию Российского государственного университета нефти и газа И.М. Губкина.

Публикации по теме диссертации. Опубликовано 7 статей, в том числе 6 в журналах, рекомендуемых ВАК РФ.

Структура и объем диссертации.

Диссертационная работа содержит 187 страниц, в том числе 19 рисунков (18 в тексте и 1 в приложении), 4 таблицы (2 в тексте и 2 в приложении). Она состоит из введения, 7 глав и заключения. Список литературы включает 52 наименования.

Работа выполнена на кафедре геологии и разведки полезных ископаемых Национального исследовательского Томского политехнического университета под научным руководством доцента, к.г.-м.н., Ежовой Александры Викторовны, которой автор выражает глубокую благодарность за всестороннюю помощь,

ценные замечания и постоянную поддержку.

Автор признателен за консультации и рекомендации, оказанные при написании работы д.г.-м.н., профессору А.А. Поцелуеву; д.г.-м.н., профессору Л.Я. Ерофееву; д.г.-м.н., профессору Н.П. Запивалову; за методическую помощь – специалистам ОАО «ТомскНИПИнефть», а также своим учителям Б.Б. Квеско, С.К. Кнышу, В.Н. Арбузову.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обосновывается актуальность работы, формулируется цель и научные задачи, пути их решения, перечисляются защищаемые положения, определяется их новизна и личный вклад. Отражена значимость разработанного подхода к освоению неразрабатываемых месторождений.

В **первой главе** дана обзорная информация о месторождениях Томской области и более детальная - об исследуемом районе.

В административном отношении рассматриваемые месторождения (южная группа) расположены на территории Каргасокского и Парабельского районов, а в геологическом плане почти все они входят в состав Васюганской нефтегазоносной области (НГО) на юго-востоке Западно-Сибирской провинции.

В изучаемом районе выявлено 28 месторождений (Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Останинское, Мирное, Пинджинское, Казанское, Смоляное, Кулгинское, Солоновское, Болтное, Южно-Табаганское, Тамратское, Рыбальное, Селимхановское, Западно-Лугинецкое, Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Герасимовское, Западно-Останинское, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское, Широтное, Нижне-Табаганское, Калиновое, Северо-Калиновое, Осиновское, Елейское).

Во **второй главе** рассмотрена сырьевая база, запасы, лицензии.

Разведанные запасы нефти, природного газа, конденсата области сосредоточены в месторождениях, расположенных в юго-западной части Томской области в пределах Средне-Васюганского, Пудинского и частично Парабельского мегавалов.

Практически все месторождения южной группы (лицензионные участки № 48, 52, 53, 105 и т.д.) имеют нефтяные оторочки. Общие извлекаемые запасы нефти по группе месторождений составляют 127 млн т, запасы газа 177 млрд м³, извлекаемые запасы конденсата 22 млн т. При этом необходимо отметить большие перспективы прироста запасов нефти из оторочек газоконденсатных месторождений.

ОАО «НК «Роснефть» принадлежат лицензии на 3 месторождения (Калиновое, Северо-Калиновое, Нижне-Табаганское).

ОАО «Томскгазпром», ОАО «Газпром нефть», ОАО «Востокгазпром», ООО «Сибнефть-восток» принадлежат лицензии на 11 месторождений (Урманское, Арчинское, Северо-Останинское, Останинское, Мирное, Пинджинское, Казанское, Рыбальное, Елейское, Западно-Лугинецкое, Болтное).

ОАО НК«РуссНефть» принадлежат лицензии на 5 месторождений (Смоляное, Кулгинское, Солоновское, Южно-Табаганское, Осиновское).

ОАО «Томскнефть» ВНК принадлежат лицензии на 7 месторождений (Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Герасимовское, Западно-Останинское, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское, Широтное).

ООО "Жиант" принадлежит лицензия на Селимхановское месторождение; ООО "Альянснефтегаз" принадлежит лицензия на Тамратское месторождение.

В **третьей главе** представлен обзор и анализ литологических исследований пород коллекторов юго-востока Западно-Сибирской плиты.

На территории деятельности ОАО «Томскнефть» ВНК на 01.01.11г находится 328 скважин, вскрывших доюрские отложения, из них 299 параметрических, поисково-оценочных, разведочных и 29 эксплуатационных скважин (рис. 1). На балансе числятся 10 месторождений с залежами в доюрских отложениях. Отличительной особенностью открытых месторождений является, как правило, высокие дебиты и крайне сложное геологическое строение. Изученность доюрских отложений невысока – из 876 параметрических, поисково-оценочных и разведочных скважин, находящихся на лицензионных участках ОАО «Томскнефть» ВНК, палеозой вскрыт примерно в 1/3 скважин. В целом успешность геологоразведочных работ, направленных на доюрские отложения, составляет 12 %.

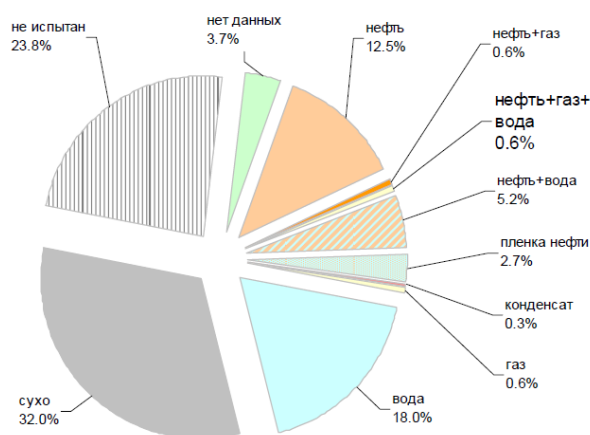


Рис.1 Результаты испытаний скважин по доюрским отложениям.

Согласно оценке ресурсной базы, выполненной в 1999 г. специалистами ИНГГ СО РАН под руководством Конторовича А.Э., на 9-ти лицензионных участках, имеющих в распоряжении ОАО «Томскнефть» ВНК для геологического изучения, извлекаемые ресурсы составляют порядка 18 млн т. Из них открыто и поставлено на баланс порядка 11,5 млн т. Однако получение притоков нефти на территории Томской области (Майское, Фестивальное, Тамбаевское, Конторовичское месторождения) и в приграничных районах ХМАО, на площадях, считавшихся ранее бесперспективными в отношении нефтегазоносности палеозойских отложений, говорит о занижении оценки ресурсов.

На основании имеющегося фактического материала можно сделать ряд выводов:

- имеется крайне мало результатов физико-химических исследований флюидов;
- практически во всех скважинах, вскрывших доюрские отложения, имеется керновый материал;
- вынос керна по доюрским отложениям, как правило, низкий;
- вскрытие доюрских отложений нередко сопровождается авариями в процессе строительства скважин;
- большая часть притоков нефти и признаков нефтенасыщенности приходится на осадочные породы, меньше - на метаморизованные и еще меньше - на магматические породы.

На территории юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область) выделяется пять нефтегазоносных комплексов: внутренние горизонты палеозоя; нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК); нижнесреднеюрский комплекс отложений; средневерхнеюрские песчаные пласты горизонта Ю₁ и нижнемеловые песчаники. Породы-коллекторы

палеозойской толщи и терригенных юрских, меловых отложений существенно отличаются как по составу, так и по условиям формирования пустотного пространства.

Исследования вещественного состава пород НГГЗК начались в 70-е годы прошлого столетия, когда по инициативе академика А.А. Трофимука проводилось планомерное и систематическое изучение нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири. Первая обобщенная характеристика палеозойских отложений, вскрытых поисково-разведочными скважинами на территории Томской области, дана в монографии "Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской низменности".

Взросший затем объем параметрического и глубокого бурения позволил получить много новой информации по литологическому строению палеозойской толщи. Под руководством координационного Совета по палеозою были проведены детальные геологические исследования по разрезам параметрических скважин Лугинецкой 170, Елей-Игайской 2, Тамбаевской 3, Водораздельной 2, Калиновой 16 и др. В палеозойской толще выделены и описаны литотипы пород, разрезы расчленены на пачки, проведена их корреляция, создана стратиграфическая схема, в основу которой был положен литостратиграфический анализ, выявлена фациальная зональность.

В статьях Н.П.Запивалова, А.В. Залазаевой, З.Я.Сердюк рассматриваются вопросы палеогеографии Западной Сибири. В позднем силуре, девоне, карбоне Западная Сибирь представляла собой регион обширного морского осадконакопления и карбонатообразования. На многих площадях Обь-Васюганского междуречья были вскрыты органогенно-обломочные известняки, реже метасоматические доломиты верхнесилурийского, девонского и карбонового возраста. Среди карбонатных пород турнейского и визейского возраста отмечаются глинисто-кремнистые и кремнистые органогенные породы, которые на ряде месторождений (Герасимовское и др.) являются коллекторами.

Сотрудниками ПГО «Новосибирскгеология» под руководством З.Я. Сердюк детально изучались факторы и результаты постседиментационных преобразований в палеозойских коллекторах.

Сотрудниками лаборатории литологии палеозоя Томского отделения СНИИГГиМС (А.В.Ежовой, А.Е. Ковешниковым, Н.М. Недоливко, Н.И. Смирновой и др.) при изучении палеозойских коллекторов был выполнен значительный объем определительских работ, заключавшихся в комплексных петрографических исследованиях, изучении пустотного пространства и коллекторских свойств пород в шлифах и штуфах по скважинам месторождений Нюрольского (Северо-Останинское, Калиновое, Северо-Калиновое, Нижнетабаганское, Герасимовское), Усть-Тымского (Чкаловское) осадочных бассейнов и Новоникольской параметрической скважины 1. В результате исследований произведено детальное описание разрезов с расчленением их на литологические пачки, отличающиеся друг от друга вещественным составом, структурно-текстурными особенностями, иногда сообществом органогенных остатков.

Выделены различные типы пород-коллекторов: трещинные, трещинно-поровые и каверно-порово-трещинные. Установлено, что различие коллекторов контролируется литологическими, гидрогеохимическими и тектоническими факторами. Первые обусловили вещественный состав и характер постседиментационных процессов, вторые-минерализацию подземных вод, третьи - возможность проникновения минеральных растворов и дробление пород.

А.Е. Ковешниковым палеозойские отложения подразделены на 12 серий, объединенных в 4 осадочных комплекса, установлено развитие коллекторов разного ранга, выделено три типа седиментогенеза по условиям образования. Автором делается вывод о том, что размещение пород-коллекторов, определяясь литологическим фактором, контролируется тектоническими нарушениями определенной ориентации.

В последние годы появилось значительное количество публикаций, посвященных уточнению геологического строения поверхности доюрских отложений Западной Сибири, связи нефтегазоносности с дизъюнктивной тектоникой, палеогеодинамическому анализу, выявлению особенностей формирования разновозрастных комплексов фундамента, зонам флюидомиграции, геохимическим особенностям палеозойских отложений, результатам палеомагнитных исследований, позволяющих определить элементы залегания пород (В.С. Сурков, Л.В. Смирнов, Л.Г. Смирнова, Н.П. Запивалов, О.О. Абросимова, Л.И. Камынина, В.С. Старосельцев, А.В. Мигурский, В.А. Конторович, В.Н. Устинова, Г.Д. Исаев, А.Э. Конторович, Н.Ф. Столбова, М.И. Шамина, М.С. Паровинчак, А.В. Ежова, В.П. Меркулов, Г.И. Тищенко и др.).

Проведенные исследования палеозойской толщи выявили ряд особенностей ее строения, усложняющих разработку залежей:

- коллекторы трещино-порово-кавернозного типа имеют весьма неоднородное распространение пустотного пространства:

- блоковое строение и выход на поверхность доюрского рельефа разных по составу и возрасту пород;

- крутые углы наклона слоев.

История исследований юрских отложений на изучаемой территории условно подразделяется на три этапа:

В первый этап (60-70 годы прошлого века) изучался в основном керн из верхнеюрских отложений совместно с нижнемеловыми в связи с необходимостью разработки рекомендаций по проведению поисково-разведочных работ на нефть и газ и получения информации для подсчета запасов УВ. Состав, стратиграфическое положение, условия формирования, коллекторские свойства пород васюганской свиты освещены в работах Ф.Г. Гурари, Т.И. Гуровой, Е.Е. Даненберга, М.С. Зонн, В.П. Казаринова, М.В. Коржа, Г.Н. Перозио, М.М. Потловой, С.Г. Саркисяна, З.Я. Сердюк, С.И. Филиной, Л.С. Черновой, С.М. Яшиной и др.

Во второй этап (конец 70-80 годы прошлого века) на исследуемой территории выполнялись большие объемы геолого-геофизических работ, керн отбирался по всему юрскому разрезу. Аналитические работы выполнялись в лабораториях Тюменского, Новосибирского, Томского, Новокузнецкого геологических управлений, СНИИГГиМС и его Томского отделения, ИГиГСО АН СССР, ВНИГРИ, ИГиРГИ и др. организаций.

Наибольшее внимание по-прежнему уделялось изучению главного нефтегазоносного объекта – горизонту Ю₁ келловей-оксфордского возраста. В научно-исследовательских отчетах, диссертациях, публикациях В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной, С.П. Булыниной, Г.М. Волошука, Е.Е. Даненберга, Н.П. Ковалевой, В.К. Комиссаренко, Л.Г. Марковой, Г.П. Мясниковой, А.М. Огаркова, В.В. Сапьяника, Г.М. Татьяна, Л.С. Черновой, Г.С. Ясовича и многих других детализирована его стратиграфия, доказана полифациальность, выделена подугольная, межугольная и надугольная толщи, охарактеризованы типы разрезов, установлены на отдельных месторождениях закономерности изменения коллекторских свойств песчаных пластов.

Третий этап (90 годы прошлого века и до настоящего времени) характеризуется целенаправленным изучением нефтегазоперспективных объектов нижней и средней юры, а также детализацией исследований келловей-оксфордских отложений в пределах лицензионных участков в связи с разработкой залежей УВ. Особенности строения пород васюганской свиты на территории юго-востока Западной Сибири отражены в работах В.Б. Белозерова, Н.А. Брылиной, О.В. Бурлевой, Л.Г. Вакуленко, А.А. Горкальцева, Е.Е. Даненберга, А.В. Ежовой, О.В. Елишевой, О.В. Золотовой, Г.Ф. Ильиной, Н.М. Недоливко, В.В. Пустыльниковой, В.Н. Ростовцева, С.В. Рыжковой, Т.Г. Тен, О.С. Черновой, Б.Н. Шурыгина и др.

В результате изучения коллекторов установлены основные закономерности их распространения в региональном плане, получены сведения о вещественном составе, выяснены факторы, способствующие формированию пустотного пространства. Однако, несмотря на значительное количество публикаций, не выяснены многие вопросы расчленения разрезов, корреляции и индексации, а также пространственного распространения коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами в локальном плане для обоснования системы разработки и эксплуатации залежей углеводородов. Для решения данных вопросов ежегодно проводится значительный объем исследований (сеймика, исследование керна, ГДИС и т.д.), бурение новых скважин.

Таким образом, все месторождения рассматриваемого региона объединяют палеозойские, юрские горизонты. Практически все месторождения южной группы имеют нефтяные оторочки.

Выводы, рекомендации:

1. Рекомендуется все поисково-оценочные скважины на рассматриваемой территории бурить со вскрытием доюрских отложений, с обязательным отбором керна, расширенным комплексом ГИС и как минимум с испытанием в открытом стволе при технически доступных глубинах.

2. Перспективным участком является Пудинский НГР, на территории которого открыт ряд залежей в доюрских отложениях – Калиновое, Северо-Калиновое, Тамбаевское, Герасимовское, Южно-Тамбаевское. Этот район характеризуется наилучшей изученностью глубоким бурением, практически все скважины, пробуренные на Тамбаевском и Северо-Пудинском лицензионных участках, вскрывают доюрские отложения.

3. С учетом низкого выноса керна из проницаемых доюрских отложений необходимо выполнить научно-исследовательские работы по технологии вскрытия и отбора керна, обеспечивающую вынос керна не менее 80 %.

5. По карбонатным доюрским отложениям необходимо выработать и внести изменения в обязательный комплекс ГИС, использовать метод двух растворов, для получения достоверной информации о коллекторских свойствах и их насыщении.

6. С учетом определения возраста доюрских отложений на Чкаловском месторождении как вендских необходимо внести определенные изменения в представления и в историю развития отложений фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, что существенно должно повысить перспективы нефтегазоносности этих отложений и на этой основе выполнить оценку ресурсов углеводородов.

В работе представлена информация по месторождениям Томской области, на которых вскрыты палеозойские отложения, приведены результаты испытаний, карта изученности (рис. 2).

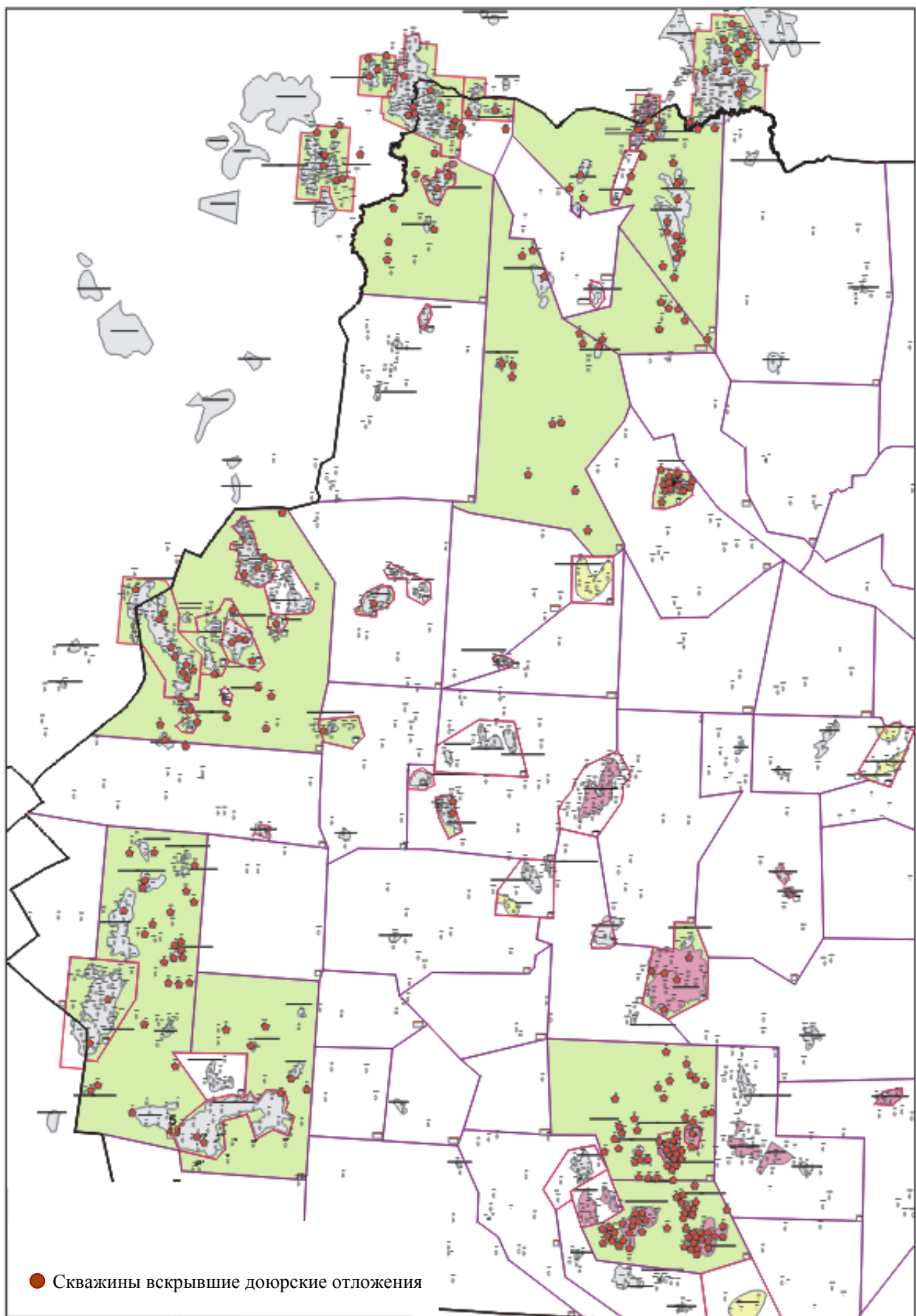


Рис.2 Схема изученности доюрских отложений Томской области.

В **четвертой** главе представлен предлагаемый метод вскрытия палеозойских отложений, нефтяных оторочек юрских залежей.

За последние 20 лет российские запасы новых нефтяных и газовых месторождений уменьшились ориентировочно в 4 раза, доля крупных

месторождений среди вновь открытых снизилась с 15 до 10%, значительно ухудшились коллекторские свойства продуктивных горизонтов и качественный состав насыщающих их флюидов.

В большинстве регионов ресурсы нефти и газа до глубины 2500-3000 метров уже разведаны и многие из них давно эксплуатируются. Высокая выработанность запасов является неизбежным следствием обводненности углеводородной продукции и снижением дебитов скважин.

Проблема наращивания дебита скважин в условиях падающей добычи остро стоит для большинства нефтедобывающих стран мира. Именно поэтому арсенал применяемых техники и технологий повышения нефтеотдачи пластов и ввода в эксплуатацию остаточных запасов нефти постоянно совершенствуется.

Для выявления всех возможных продуктивных пластов лучшими технологиями признаны бурение в условиях гидродинамического равновесия на забое скважины и бурение при депрессии на пласт. Практически все ведущие фирмы мира подготовлены к такому бурению, но наибольшее распространение бурение на депрессии получило в Северной Америке, где в некоторых районах оно превратилось в доминирующую систему.

Разработка пласта с применением бурения на депрессии ряда боковых ответвлений, присоединенных к основной скважине, является одной из возможных комбинаций в будущем. Технология использования непрерывных НКТ будет играть главную роль как в фазе бурения, так и, что более важно, в стадии заканчивания и ремонта скважин. Широкое признание реальных выгод, получаемых в результате бурения на депрессии, открывает новый рынок для бурения с применением непрерывной НКТ.

Горизонтальные скважины. Подтвержденные извлекаемые запасы нефти в России для их эффективного освоения горизонтальными скважинами составляют около 7 млрд т, в том числе по Западной Сибири - около 5 млрд т, а освоение шельфовых зон без применения технологий, основанных на методе горизонтального бурения, проблематично. По прогнозам, на ближайшие 10-20 лет они приобретут статус технологий, обеспечивающих экономическую безопасность нашего государства. Лидируя в 1950-1960-х годах в области строительства такого рода скважин, отрасль впоследствии сосредоточилась исключительно на таких методах и технологиях повышения продуктивности скважин, как площадное заводнение, химическое воздействие на пласт, освоение только высокопродуктивных залежей и пр. В результате этого наша страна уступила первенство ряду зарубежных стран, которые интенсивно осваивали эту технологию XXI века во всех точках земного шара и достигли эффекта, качественно превосходящего все известные методы воздействия на продуктивный пласт. Так, дебиты скважин, имеющих горизонтальные окончания большой протяженности, значительно возросли. В результате разрядились сетки эксплуатационных скважин, снизились депрессии на пласт, значительно увеличилось время "безводной" эксплуатации, изменились категории запасов, считавшиеся ранее неизвлекаемыми, которые в настоящее время могут эффективно извлекаться в промышленных масштабах, повысилась эффективность многих устаревших методов воздействия на пласт при их реализации с помощью горизонтальных скважин.

Только в США сегодня ежегодно строят до 1000-1500 таких скважин в год и в ближайшее время могут вообще отказаться от строительства вертикальных скважин в эксплуатационном бурении. Новые технологии, основанные на методе горизонтального бурения, произвели настоящую революцию в практике и теории мировой нефтедобычи, но, к большому сожалению, этот метод в России активно

начал внедряться только в последние годы.

Научным работникам, специалистам-практикам для кардинального решения проблемы качественного и эффективного бурения горизонтальных (ГС) и разветвленно-горизонтальных скважин (РГС) прежде всего необходимо обратить внимание на такие направления, как исследование гидродинамики пласта нефтяных и газовых залежей различных типов с целью создания оптимальных систем разработки нефтяных и газовых месторождений; исследование напряженного состояния горных пород, вскрываемых этими скважинами, и механики формирования ствола породоразрушающими инструментами различных типов; разработка системы оптимального управления траекторией глубоких ГС и РГС для различных геологических условий и способов бурения; разработка эффективной технологии бурения, вскрытия пластов и крепления ГС и РГС; разработка специальных буровых и тампонажных растворов с учетом гидродинамических особенностей их работы в этих условиях; создание эффективных технических средств (отклоняющие, стабилизирующие, ориентирующие и измерительные) для бурения ГС и РГС. В настоящее время предложено и опробовано много разработок, основанных на существующей технике, разработана отечественная технология строительства таких скважин, но проблемы, тем не менее, остаются.

Основной тенденцией при бурении горизонтальных скважин в настоящее время является комбинирование профилей с большим и средним радиусом участка искривления в целях наилучшего дренажа коллектора, особенно при морском бурении в Северном море. Бурение скважин малым или средним радиусом с высоким темпом набора кривизны (40-50 на 30 метров) применяется преимущественно при бурении скважин на суше в США, Канаде и в регионе Дальнего Востока. Опыт применения технологии бурения по среднему радиусу на суше в Великобритании также показал ее привлекательность с экономической точки зрения.

Внедрение в практику бурения систем с бескабельным каналом связи явилось мощным стимулом в наращивании объемов бурения скважин с очень большой протяженностью горизонтального интервала. Рядовые скважины имеют протяженность ствола в продуктивном пласте в диапазоне 500-2000 метров. В настоящее время реальностью стал факт бурения скважин, когда на 1 км их вертикальной глубины набирается свыше 6 км горизонтального участка.

Достижения технологии горизонтального бурения сделали возможным разбуривание шельфовых месторождений нефти и газа с берега, без строительства дорогостоящих морских оснований и платформ. Вместе с тем, необходимыми техническими и технологическими элементами такого бурения являются верхний привод, относительно высокие расходы бурового раствора, алюминиевые бурильные трубы, системы измерений в процессе бурения, алмазные и поликристаллические долота, гидравлические забойные двигатели объемного типа с долговечностью 150-300 часов и турбобуры. На участках стабилизации направления скважины бурильная колонна постоянно вращается ротором с частотой 10-20 об/мин, поэтому непременной принадлежностью такого бурения почти всегда являются специальные стабилизаторы и гидравлические толкатели.

Многоствольное бурение (многозабойное бурение). Последние достижения в горизонтальном бурении, используемые отдельно или вместе в различных комбинациях, способны совершить революционные преобразования в технологии разработки коллектора многоствольными скважинами.

Впервые бурение многозабойных скважин осуществлено в США в 1930г, в СССР в 1948г.

В 1958г вблизи г. Борислава пробурены три МЗС с дебитом от 15-28 т/сут (дебит МЗС не превышал 0,1-2 т/сут). В 2002г на месторождении Восточная рама - пробурены 2 скважины дебит нефти составил 874 м³/сут.

Под многоствольным бурением понимается бурение ряда ответвлений от горизонтальной или наклонной скважины в целях увеличения охвата и зоны дренирования скважины.

Вся необходимая для бурения таких скважин техническая база у ведущих мировых фирм уже имеется. Сервисными компаниями разработан целый ряд систем по бурению ответвлений и присоединения их обсадных колонн к главной скважине.

Такие системы изготавливаются из стандартных труб. В колонне вырезается окно, в котором устанавливается подвижная заслонка. Секция обсадной трубы с окном заворачивается в композитный материал, обеспечивающий герметичность обсадной колонны. Композитный материал легко разбуривается, позволяя без затруднений входить в породу, исключая проблемы, связанные с фрезерованием обсадной колонны. Может быть установлено любое количество окон, что позволяет обеспечить полный контроль системы отбора пластовой жидкости. Система позволяет производить установку и ориентирование отклонителя и доступ в боковые стволы или в участок главной скважины, расположенный ниже. Ориентирование окон относительно друг друга осуществляется с помощью спрямляющего переводника при установке главной обсадной колонны. Для определения взаимного ориентирования окон перед началом установки системы проводится каротаж. Каждый боковой ствол может быть закончен с применением хвостовика или оставлен открытым.

К сожалению, технология многоствольного бурения, которая была разработана ВНИИБТ еще в 1950-х годах, не востребована российскими нефтегазодобывающими предприятиями из-за отсутствия необходимых для реализации такой технологии технических средств. Только сегодня разрабатываются телеметрические системы контроля бурения, винтовые забойные двигатели, долота с высокой стойкостью, системы селективного крепления ствола, эффективные системы буровых растворов.

Сегодня имеются все предпосылки для широкого распространения технологии многозабойного бурения. И можно с полной уверенностью утверждать, что в наступившем веке эта технология станет основным способом добычи нефти и газа.

Бурение скважин с открытым стволом. Автором совместно со специалистами Компании в 2009г выполнен анализ текущего состояния разработки Чкаловского месторождения, для выработки остаточных извлекаемых запасов предложена программа мероприятий, в том числе бурение новых скважин, резка боковых стволов (ЗБС) на палеозойские отложения.

Месторождение (пласт М1) характеризуется сложным геологическим строением (трещиноватый коллектор, блоковая тектоника, наличие амплитудных разломов, трехфазный состав залежей). Начальные извлекаемые запасы нефти пласта М1 составляют по категории С1 - 1895 тыс.т, С2 - 232 тыс.т (рис. 3, 4).

В 2010-2011гг реализовано бурение 10 новых скважин на палеозойские отложения (куст № 14) со средним дебитом 57 т/сут и одного ЗБС по скважине № 501Р.

Из 10 пробуренных скважин в 9 были спущены, зацементированы колонны, произведена перфорация. В скважину № 202 спущен не цементируемый хвостовик (дебит нефти 90 т/сут). Для снижения негативного воздействия при бурении на пласт по ЗБС № 501Р было принято решение не обсаживать продуктивный интервал (спущен фильтр), в результате чего получен максимальный (по ГТМ 2009-

2011г) дебит нефти 126 т/сут при аналогичных геологических условиях (мощность, проницаемость, пористость).

В 2012-2013гг также запланированы мероприятия по выработке остаточных извлекаемых запасов палеозойских, юрских отложений Чкаловского месторождения, такие как углубление отработавших скважин с юрских отложений до палеозоя, бурение новых скважин на юрских отложения (в т.ч. горизонтальных), зарезка боковых стволов ЗБС, гидроразрыв пласта, интенсификация добычи нефти, дополнительная перфорация, кислотные обработки.

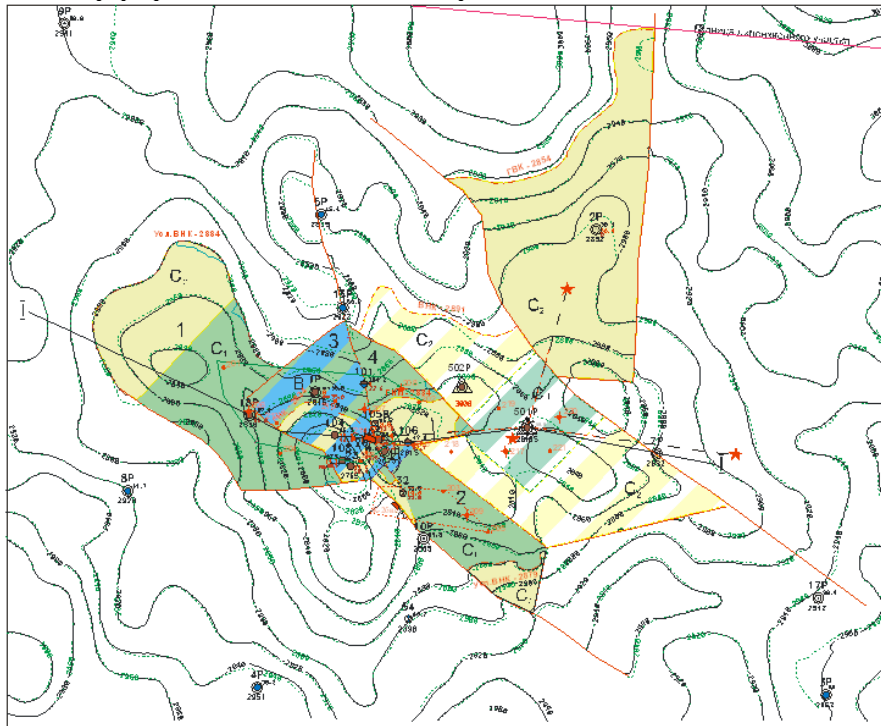


Рис.3 Структурная карта Чкаловского месторождения, пласт М1 (pz).

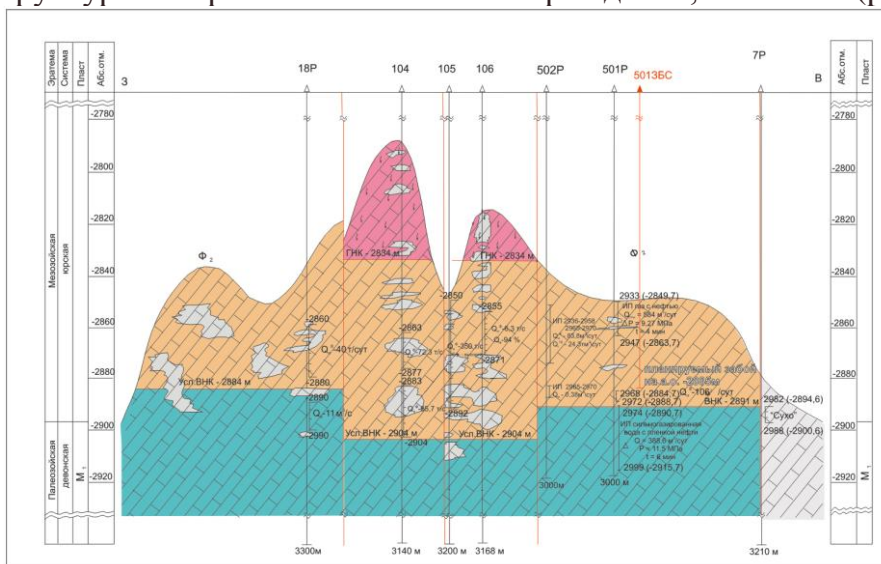


Рис.4 Геологический разрез пласта М1 (pz) по линии I-I.

Центр сопровождения бурения скважин. В соответствии с существующей технологией проводку горизонтального интервала ствола скважины непосредственно в продуктивном пласте производят жестко по профилю, рассчитанному до начала бурения. Причем планирование горизонтального ствола осуществляют на основе геологических и геофизических материалов, которые были ранее получены при бурении вертикальных или наклонных скважин. Разработанные на основе такой информации геологические разрезы и структурные

карты не соответствуют по глубинам и углам падения пластов, требованиям технологии горизонтального бурения. Поэтому в проект на бурение горизонтальной скважины вносятся параметры продуктивного пласта, не соответствующие его состоянию на момент бурения.

Существенное повышение эффективности строительства горизонтальных боковых стволов может быть достигнуто за счет оперативного планирования траектории в процессе бурения на основании фактического геологического разреза.

Именно для этого в 2009г в компании ОАО «НК «Роснефть» создан центр геологического сопровождения бурения скважин. В данном центре специалистами анализируется геологический материал, ежегодно составляется программа бурения, а также в режиме реального времени осуществляется сопровождение бурения скважин (230 горизонтальных скважин, 1300 наклонно-направленных скважин, 250 зарезок боковых стволов).

Всего в мире работает около 100 центров удаленной поддержки (принятия решений), созданных нефтегазодобывающими и сервисными компаниями. Большая часть таких центров связана с бурением и заканчиванием скважин. Основные задачи центров – оптимизация технологических параметров при бурении, обеспечение эффективности инвестиций, сокращение издержек, снижение непроизводительного времени и количества осложнений, обеспечение безопасности.

Тенденция последних лет – интеграция геологического контроля бурения в работу центров такого уровня. Единственный в России среди нефтяных компаний центр геологического сопровождения бурения создан в ОАО «НК «Роснефть». В мире подобных центров не более 15.

Специалисты управляют бурением по продуктивному пласту (толщиной от 1м), анализируют текущую информацию, передают команды по изменению зенитного, азимутального углов, проектного профиля, удлинения или полной остановки бурения скважины.

Ежегодная экономия за счет отказа от сервисных услуг по геонавигации более 250 млрд р. Прирост суточной добычи нефти за счет увеличения запускного дебита ГС и БГС из-за увеличения эффективности проводки в 2010г составил более 8000 т/сут.

Автором совместно со специалистами Компании в 2009г к реализации предложено бурение первых в Компании многозабойных скважин, в результате:

- в 2010-2011гг пробурено 10 многозабойных скважин (ООО «РН-Северная нефть», ОАО «Удмуртнефть», рис. 5, 6);

- все скважины закончены по 2-му уровню – менее затратный и наиболее простой в технологическом плане способ;

- получен прирост стартового дебита нефти в два раза выше горизонтальной скважины (при аналогичной геологии);

- оценен потенциал применения: ООО «РН-Северная нефть» (Среднемакарихинское, Салюкинское, Осовейское, Северо-Баганское), ОАО «Удмуртнефть» (Карсовайское, Красногорское, Лиственское), ООО «Юганскнефтегаз» (Приобское, Баженовское), ЗАО «Ванкорнефть» (Як 3-7), ВСНК (Юрубчено-Тохомское), Сахалин-1 (Чайво), ОАО «Томскнефть» ВНК (Чкаловское, месторождения 48 ЛУ, Северное, Южно-Черемшанское), ОАО «Самаранефтегаз» (Боровское);

- на 2012г по Компании запланировано бурение порядка 20 многозабойных скважин, с последующим увеличением в перспективе;

Также автором со специалистами Компании была разработана матрица

применения бурения многозабойных скважин, которая начала свою апробацию в 2010-2011гг.

Факторами, оказывающими наибольшее влияние при выборе в пользу бурения МЗС, являются: вязкость, глубина, проницаемость (влияние проницаемости нелинейное, межствольная интерференция).

Таким образом, бурение многозабойных скважин и скважин с открытым стволом имеет следующие преимущества, по сравнению с наклонно-направленными скважинами:

- добыча из экономически нерентабельных (для наклонно-направленных и горизонтальных скважин), маломощных, неоднородных расчлененных зон;
- снижение капитальных затрат на бурение (уменьшение количества скважин и времени строительства);
- снижение вероятности образования конусов и прорыва воды и газа;
- увеличение запасов на скважину;
- увеличение коэффициента охвата, кратное увеличение коэффициента продуктивности и возможность работать на низких депрессиях (в случае близости к контактам);
- увеличение темпов отбора (если необходимо);
- распределение геологических рисков в целом на скважину;
- снижение воздействия на окружающую среду;
- снижение затрат на поверхностное обустройство (особенно актуально для шельфовых проектов).

Основные объекты для применения многозабойных скважин - низко и среднепроницаемые карбонатные коллектора, многопластовые залежи, залежи с газовой шапкой, шельф;

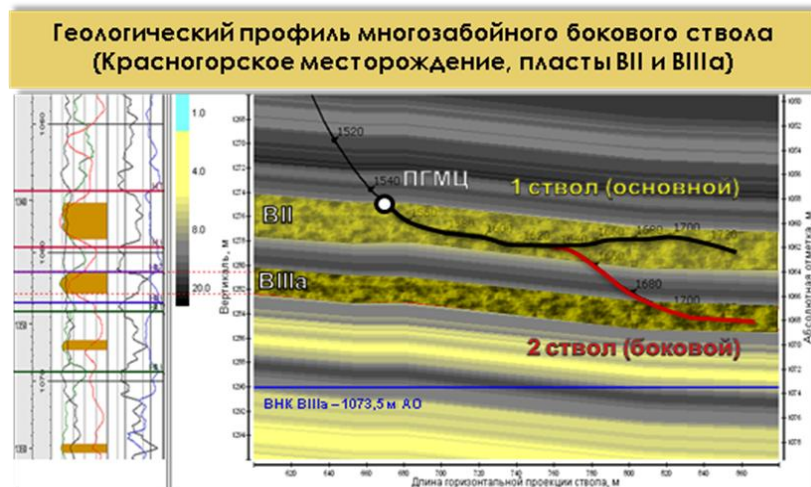


Рис.5 Пример бурения многозабойных скважин в ОАО «Удмуртнефть».

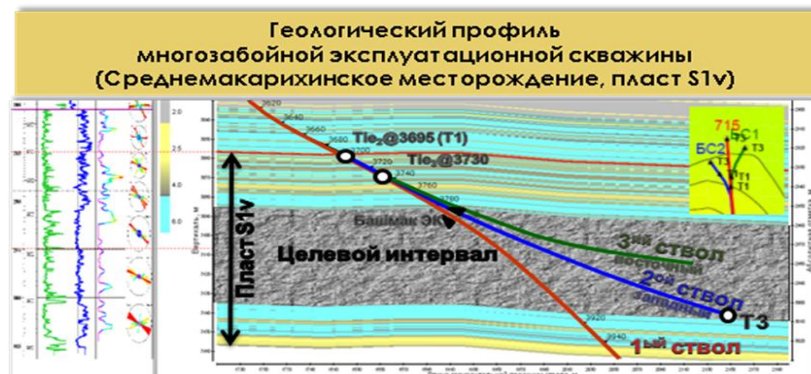



Рис.6 Пример бурения многозабойных скважин в ООО «Северная нефть»






		Балл					Вес	Примечание
		0	1	2	3	4		
Вязкость	сП	<1	1-3	3-10	10-100	>100	10	>70% всех МЭС для выс.-вязких нефтей
Глубина	м	<1500	1500-2000	2000-2500	2500-3000	>3000	10	Для больших глубин относит.стоимость МЭС ниже
Коль-во проницаемых пропластков		<2	2-4	4-6	6-8	>8	3	МЭС позволяет дренировать расчлененные пласты
Расчлененность (NTG)		>0.9	0.9-0.7	0.7-0.5	0.5-0.3	<0.3	3	
Коль-во прослоев		<2	3-	4	5	>5	3	
КИН	%	>16	16-8	8-4	2-4	<2	5	Косвенный показатель эфф-сти существующей системы разработки
ОИЗ	млн.т	<1	1-5	5-10	10-100	>100	5	
ВНК (Аq)/ГНК (БС)			нет				5	МЭС уменьшает риски прорыва
Литология		Неконсолидир.		Песчаник		Карбонат Долонит Цементир.песч.	5	Риски разрушения ствола скважины / Стоимость ниже в крепких породах
			0	2	4	2	0	
Проницаемость	мД	<5	5-30	30-100	100-300	>300	10	1) >к, >Кохв, >интерференция между БС, <эфф-сть. С др.стороньс 2) <к, <приток
Н/нас.толщины эфф.	м	<5	5-10	10-15	15-20	>20	5	1) <Н, >эфф-сть ГС (даже по сравнению с МЭС) 2) >Н, >эфф-сть ВС по сравнению с ГС/МЭС

Рис.7 Матрица применения многозабойных скважин.

В пятой главе представлен расчет уровней добычи нефти, газа, конденсата, очередность ввода месторождений.

Определяющим фактором выбора очередности ввода месторождений в промышленную разработку является величина запасов, состояние их изученности, удаленности от магистральных газопроводов и транспортных путей, ЛЭП, наличие рынка сбыта и пр.

С учетом вышеназванных, а также многих других условий первоочередным для ввода в опытно-промышленную эксплуатацию определены Арчинское, Казанское, Урманское (введены в разработку), Нижне-Табганское, Останинское месторождения. При этом Лугинецкое, Герасимовское, Западно-Останинское месторождения находятся в разработке, но также участвуют в проекте, так как завязаны по обустройству с соседними месторождениями и имеют ограничения, не решенные вопросы по транспортировке продукции.

Искусственное оттягивание ввода в разработку крупных по запасам месторождений области под предлогом сохранения резерва для компенсации будущего падения добычи не выдерживает никакой критики. Это решение не объясняется ни научными расчетами, ни здравым смыслом и свидетельствует только о поверхностном подходе при составлении предыдущих ТЭО. Для компенсации указанного падения должен рассматриваться весь потенциал данного района.

Состояние изученности первоочередных месторождений практически не уступает Мыльджинскому, Лугинецкому, Северо-Васюганскому, которые сейчас находятся в разработке, а геологическое строение и соответствующая технология разработки значительно проще последних.

В связи с тем, что практически все месторождения принадлежат разным недропользователям, очередность их ввода, темпы освоения зависят от производственных программ и финансового состояния владельцев лицензий. Однако наиболее рациональным является комплексный подход к освоению этих месторождений, то есть их одновременное с газоконденсатными месторождениями освоение по единой программе и формирование единой системы транспорта жидких углеводородов.

В соответствии с этой концепцией очередность ввода нефтяных месторождений будет определяться извлекаемыми запасами и добывными возможностями месторождений.

Реализация первого этапа предполагает ввод в разработку более 60 % от всех извлекаемых запасов нефти неразрабатываемых месторождений.

Суммарная добыча нефти по месторождениям данной группы оценивается на уровне 1800 тыс.т/г.

Суммарная добыча газа по месторождениям данной группы оценивается на уровне 3000 млн м³/г.

Также в данной главе представлена краткая геологическая информация крупных месторождений данной группы.

В **шестой** главе описаны основные принципы по обустройству месторождений, транспортировки продукции, представлена краткая оценка экономических показателей проекта.

Одним из самых серьезных вопросов программы является выбор оптимальной транспортной трубопроводной схемы добываемых углеводородов. Эта схема должна быть запроектирована и построена на максимальные объемы добычи газа, конденсата и нефти из всех месторождений рассматриваемого района, независимо от ведомственной принадлежности.

Именно транспортная схема требует максимальной кооперации всех предприятий, разрабатывающих или планирующих разрабатывать газоконденсатные и нефтяные месторождения.

Такая концепция освоения района позволит исключить дублирование проектных и строительных работ, которое уже имеет место и может привести к дальнейшему неоправданному вложению капитальных затрат, при наличии единой стратегии появляется возможность долевого участия в обустройстве на взаимовыгодных условиях всех заинтересованных сторон.

Основные проблемы, которые учитывались при разработке схем обустройства – высокий риск неподтверждения прогноза добычи (в силу недостаточной разведанности месторождений региона), а также большое количество попутного нефтяного газа, требующего утилизации.

Учитывая высокий риск прогноза добычи и разную динамику добычи, рекомендуется разрабатывать все месторождения независимо друг от друга. Это позволяет снизить производительность наземного оборудования и наращивать объем строительства поэтапно, сохраняя возможность оперативной коррекции показателей.

В работе представлено три варианта транспортировки продукции, выбран оптимальный.

В работе представлена краткая оценка экономических показателей проекта.

В работе рассмотрен вариант 100% внутренней реализации продукции, (на данный момент так осуществляется реализация продукции в Томской области).

Как показали технико-экономические расчеты, выполненные в рамках проектных документов на разработку, рассматриваемый лицензионный участок и окрестные участки включают преимущественно мелкие месторождения, разработка которых отдельно на текущий момент нерентабельна. Объединение данных месторождений в единую технологическую схему позволяет значительно сократить количество требуемых технологических объектов, межпромысловых сетей и вывести в целом проект в плюс.

Определены доли участия в строительстве общих объектов обустройства. Затраты на строительство и эксплуатацию объектов, предназначенных для совместного использования несколькими недропользователями, при расчетах экономических показателей учитывались по соответствующим долям участия.

Размер доли вклада определялся исходя из следующих факторов:

- объем углеводородов, проходящих через нефтепровод, газопровод за расчетный период (до 2040 г).
- извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата.

В **седьмой** главе представлены рекомендации по доизучению месторождений

рассматриваемого района, уточнению структуры порового пространства палеозойских отложений (рис. 8, 9).

Как было отмечено ранее, общие извлекаемые запасы нефти по группе месторождений составляют 127 млн т, (в том числе категория С2 54 млн т), запасы газа составляют 177 млрд м³, (в том числе категория С2 31 млрд м³), извлекаемые запасы конденсата составляют 22 млн т, (в том числе категория С2 3 млн т).

В связи с недостаточной изученностью месторождений данной группы необходима реализация объемной программы доразведки.

Кроме того, в главе представлены основные сведения о текущем состоянии изученности, доразведки и оптимизационных решениях, принимаемые автором совместно с группой специалистов Компании, для максимального увеличения эффективности разработки Юрубчено-Тохомского месторождения, которые рекомендуются к реализации на месторождениях рассматриваемого района.

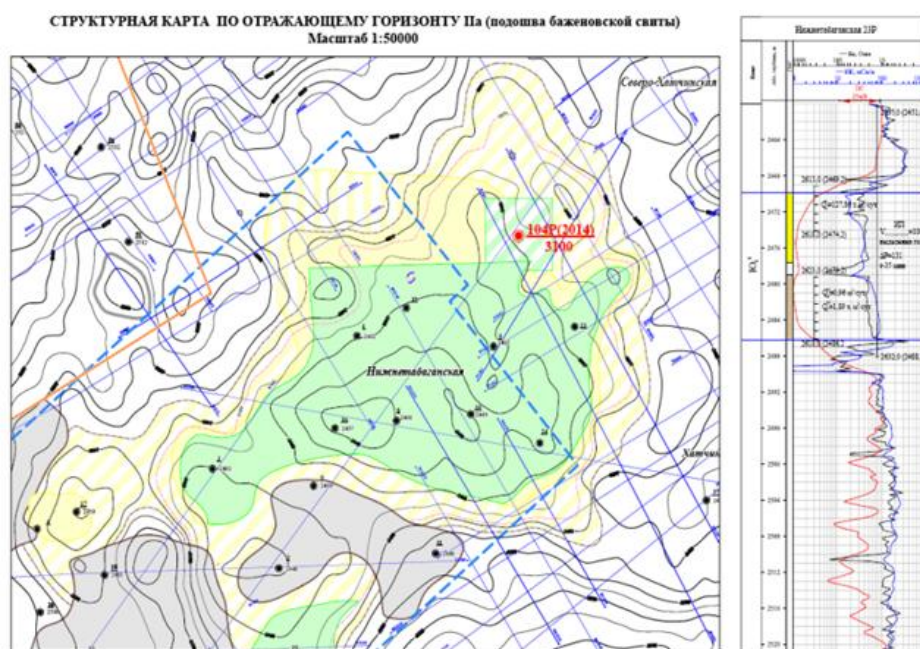


Рис.8 Выкопировка из программы по доизучению Нижне-Табаганского месторождения.

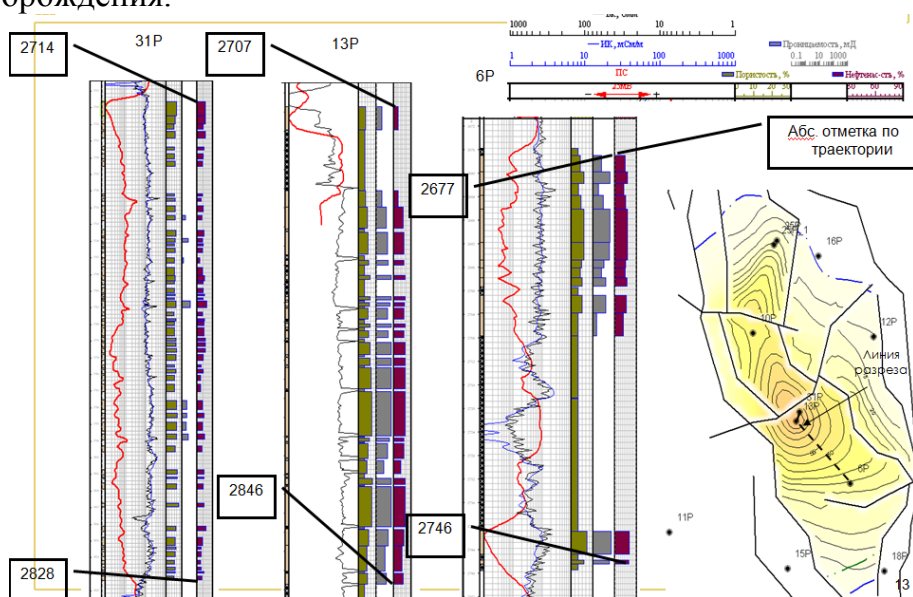


Рис.9 Выкопировка из программы по доизучению Калинового месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Особенностями, преимуществами изложенной концепции является следующее:

1. Выполнен анализ литологических исследований пород коллекторов юго-востока Западно-Сибирской плиты. Выявлены особенности геологического строения, закономерности формирования, распространения доюрских отложений Томской области.
2. Изучен мировой опыт бурения горизонтальных, многозабойных скважин. Предложена технология вскрытия доюрских отложений с минимальным воздействием на пласт.
3. Сформирована программа ввода в промышленную разработку законсервированных месторождений, дополнительная добыча от которых частично компенсирует падение по крупным, веденным ранее месторождениям.
4. Разработана программа доразведки месторождений, реализация которой позволит пересмотреть, доизучить запасы по уже открытым месторождениям (в т.ч. уточнить структуру порового пространства доюрских отложений), а также расширить и частично воспроизвести минерально-сырьевую базу области.
5. Проработан вариант долевого участия каждого недропользователя в освоении группы неразрабатываемых месторождений.
6. Выявлена значительная экономия финансовых вложений и соответствующее повышение экономической эффективности всей программы за счет комплексного освоения рассматриваемого региона. Определен альтернативный, комбинированный вариант транспортировки газа, конденсата, нефти данной группы месторождений.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. **Паровинчак К.М.** Концептуальная модель строения доюрских отложений Чкаловского месторождения. Паровинчак К.М. // Территория Нефти и Газа - Вып. 2/2013, С 42-49.
2. **Паровинчак К.М.** Особенности геологического строения, обоснование комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области. Паровинчак К.М., Ежова А.В. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть» - Вып.1/2012, С. 14-17.
3. **Паровинчак К.М.** Экономическое обоснование стратегии комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области. Паровинчак К.М. // VIII Всероссийская научно-техническая конференция, посвященная 80-летию Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина (1-3 февраля 2010г.) - Вып. Часть 2/2010, С. 220.
4. **Паровинчак К.М.** Повышение эффективности выработки верхнесилурийско-нижнедевонских карбонатных объектов Осоейского месторождения. Голубков Д.Е., Паровинчак К.М., Антонов А.М., Шафигуллина З.Т. // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть» - Вып.2/2013, С. 35.
5. **Паровинчак К.М.** Экономическое обоснование стратегии комплексного освоения нефтегазоконденсатных месторождений Томской области. Паровинчак К.М., Паровинчак М.С., Фомин А.И., Латкин К.Е. // Нефтяное хозяйство - Вып. 2/2011, С. 24-27.
6. **Паровинчак К.М.** Система оптимизации проектных решений для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения. Афанасьев И.С., Паровинчак К.М., Конторович А.А., Бирун Е.М. // Нефтяное хозяйство – Вып. 6/2011, С. 10-13.
7. **Паровинчак К.М.** Определение расчетных параметров для подсчета запасов на месторождениях нефти по результатам гидродинамических исследований скважин. Захарова А.А., Крохалев И.В., Паровинчак К.М., Синицин Е.А. // Известия Томского политехнического университета. Науки о Земле. Вып. 1/2012 – Т. 320. –С. 142-146.