

АНАЛИЗ ПРИЧИН РАСХОЖДЕНИЯ ФАКТИЧЕСКИХ И РАСЧЕТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ СКВАЖИН ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Рассматриваются результаты работ по созданию геолого-гидродинамической модели объекта БВ1-2 Ватьеганского месторождения, позволившие обосновать распределение текущих (остаточных) запасов нефти по площади и разрезу рассматриваемого объекта, спланировать размещение и пробурить на нем семь боковых стволов с горизонтальным окончанием.

Ключевые слова: геологическая модель, геолого-гидродинамическая модель, текущие запасы, боковые горизонтальные стволы, результаты интерпретации геофизических исследований скважин, прогноз дебита новых скважин.

1. Известно, что использование трёхмерных ГДМ, не всегда обеспечивает требуемую точность прогноза дебита новых скважин по сравнению с более простыми методами прогноза. Часто прогноз на основе средних дебитов соседних пробуренных скважин или с помощью простейших 0-мерных моделей (характеристик вытеснения) оказывается более точным.

Дело в том, что в основу создания ГДМ обычно закладываются результаты **стандартной** интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), которые, не всегда согласуются с данными разработки. Настройку ГДМ на дебиты пробуренных скважин осуществляют путём индивидуального «подбора» коэффициента связи, величины скин-фактора или значений проницаемости ячеек, пересекаемых этими скважинами.

Внесение в геологическую модель такого рода поправок (без обоснования их на основе переинтерпретации всей совокупности геологической информации, включая данные лабораторных анализов и геофизических исследований скважин (РИГИС)), безусловно, позволяет улучшить сходимость ГДМ с промысловыми данными. Однако, не факт, что адаптированная таким образом модель также хорошо сможет использоваться для прогноза разработки.

Было показано (Савельев, Кашников, 2012), что в зависимости от способа внесения вышеперечисленных поправок можно получать **совершенно различное распределение остаточных запасов в рассматриваемых объёмах залежи** при практически одинаковом качестве адаптации ГДМ. А это значит, что фактический дебит нефти любой «новой» скважины, бурение которой будет обосновываться с помощью создаваемой таким образом ГДМ, может быть близок к её расчётному дебиту, «прогнозируемому» на основе этой модели, лишь случайно.

В статье (Халимов, 2013) сделан вывод о том, что ни при проектировании, ни при обосновании различных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) нельзя ориентироваться, как это сейчас делается, на результаты гидродинамических расчётов. При этом он подчёркивает, что основные недостатки гидродинамических расчётов обусловлены «... современным уровнем моделирования и со-

стоянием информационной базы». Но может в таком случае не следует, всё-таки, сразу отказываться от использования в практике проектирования результатов гидродинамических расчётов, а сначала более основательно разобраться в возможностях повышения «современного уровня моделирования» за счёт **улучшения качества** используемой при этом информационной базы?

Кто и как оценивает сейчас, например, «качество РИГИС» при решении задач проектирования разработки нефтяных месторождений? Ведь зачастую «модельерам» вообще передают «готовую» (?) геологическую модель, которую они обязаны (!) «приспособить» к проведению на её основе гидродинамических расчётов. То есть, им уже вроде бы и не надо заниматься переинтерпретацией ГИС. А где гарантия, что качество прогнозирования дебитов новых скважин на основе РИГИС, переданных «модельерам» от геологов (после утверждения запасов на уровне ГКЗ), будет хотя бы не хуже качества прогнозирования тех же дебитов по дебитам соседних пробуренных скважин? **Такой гарантии нет.**

Но может быть кто-то (до того, как подсчитывать запасы) убедительно доказывает, что из имеющейся «информационной базы» (имеются в виду все накопленные геолого-промысловые, геолого-геофизические и геолого-петрофизические данные) получить РИГИС более высокого качества действительно уже не возможно?

То, что серьезные ошибки в построении геологической модели могут быть допущены из-за не критического отношения к использованию стандартных методик интерпретации ГИС, было показано в (Волков, 2009; Иванов и др., 2009; Дулкарнаев, Михайлов, 2011; Михайлов и др., 2011; 2012а; 2012б). Причём, в этих работах приводились примеры математически некорректных алгоритмов построения петрофизической зависимости «пористость-проницаемость», способов определения кондиционных параметров коллекторов, методик, связанных с использованием регрессионного анализа и др. Там же были предложены альтернативные алгоритмы, которые были опробованы на трех объектах разработки Когалымского региона: пласт БС11-12 Тевлинско-Русскинского месторождения; пласт

БВ1 Ватьеганского месторождения; пласт БВ8 Повховского месторождения.

Таким образом, уже на стадии подсчёта запасов, качество создаваемой для этого геологической модели надо выверять. А так как оно, как было сказано выше, в значительной мере определяется качеством РИГИС, то это значит, что надо иметь такой способ оценки качества РИГИС, которым бы можно было пользоваться до адаптации ГДМ.

Такой способ был опробован нами на 9-ти объектах Когалымского региона. Он заключается в сравнении точности прогноза дебитов новых скважин, получаемого на основе чисто статистического подхода (через средний дебит уже пробуренных скважин), с точностью аналогичного прогноза на основе kh-факторов, определённых по данным РИГИС. Для всех исследованных объектов **отношение** величины погрешности в определении дебита «новой» скважины по РИГИС к величине погрешности прогноза дебита той же скважины по статистическому методу (назовём это отношение **«количественным критерием качества геофизической обоснованности запасов»**) оказалось больше единицы (от 1.3 до 1.5). И, таким образом, стало понятно, почему в практической деятельности по планированию испытаний скважин и ГТМ геологи, зачастую, берут на себя смелость опираться в большей степени на «собственный опыт и интуицию», чем на результаты стандартной интерпретации ГИС. Иначе говоря, построение ГДМ по объектам, характеризующимся плохой сходимостью РИГИС с данными разработки, является напрасной тратой денег. Для построения адекватной ГДМ возникает необходимость неоднократного уточнения геологической модели (Михайлов и др., 2011).

Было проведено сравнение качества первоначально представленных нам РИГИС с РИГИС, уточнёнными с помощью предлагаемых в (Волков, 2009; Иванов и др., 2009; Дулкарнаев, Михайлов, 2011; Михайлов и др., 2011; 2012а; 2012б) методик. Сравнение показало, что точность

прогноза дебитов на основе уточнённых РИГИС стала выше, чем по статистическому методу (количественный критерий качества геофизической обоснованности снизился до 0.9-0.8).

2. Вторым острым вопросом при проектировании является качество корреляции. Исследования по ряду месторождений Когалымского региона показали, что выделение пропластков внутри продуктивных пластов отражает не объективные закономерности геологического строения этих пластов, а скорее принятую авторами корреляции концептуальную модель. Разработанный комплекс методик седиментологического анализа, включая, высокоточную реконструкцию палеорельефа, литолого-генетическую типизацию керна на основе кластерного анализа, анализ трендов залегания пластов, построение карт качества корреляции, сейсмо-стратиграфические исследования, седиментологическое моделирование и др. (Иванов и др., 2009; Михайлов, Нуруллин, 2010; Михайлов, Шемонаев, 2011) позволили аргументировано обосновать новую концептуальную модель геологического строения пласта БВ8 (Волков и др., 2013).

Можно предполагать, что проблема детальности и качества существующей корреляции пропластков существует и по другим объектам разработки, что не позволяет осуществлять правильное построение куба ФЕС в межскважинном пространстве с требуемой степенью разрешения по оси Z.

Таким образом, адаптации ГДМ должна предшествовать не только оценка качества геофизической обоснованности запасов, но и уточнение существующей корреляции с учетом **седиментационной цикличности и фациального анализа**. Однако, если проанализировать существующие отчеты по Когалымскому региону, посвященные вопросам фациального анализа, то можно убедиться, что каждый автор использует свой подход. При этом результаты разных авторов зачастую несопоставимы, так как

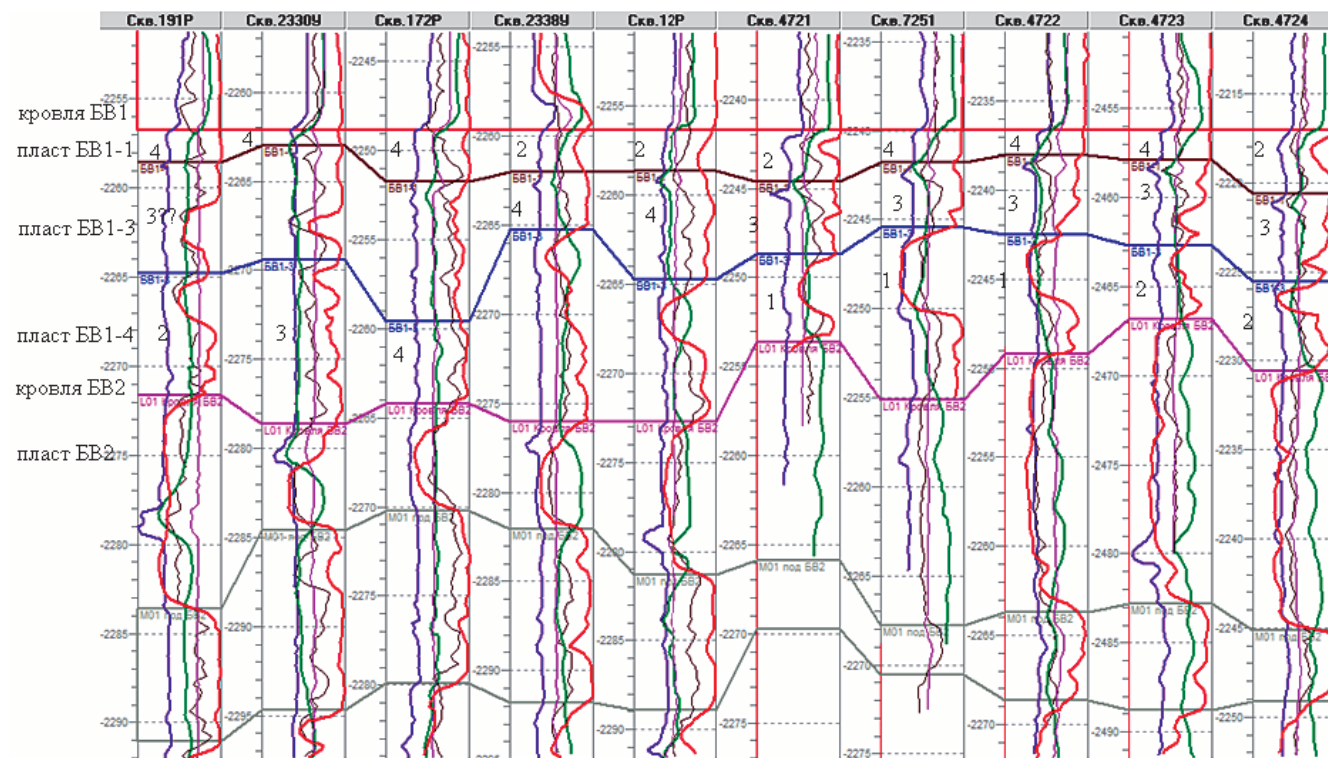


Рис. 1. Профиль по линии 191P-4724. Цветные линии – границы циклитов, черные цифры – фациальные комплексы.

основаны на использовании различных классификаций фациальных обстановок. Использование методик, основанных на воспроизводимых алгоритмах и количественных критериях качества обработки данных, позволит существенно повысить качество создаваемых ГДМ.

3. Создана уточненная геолого-петрофизическая модель, проведена корреляция пластов БВ1-2 и детальная корреляция циклитов в интервале пласта БВ-1 Ватьеганского месторождения (Рис. 1).

В результате проведения типизации каротажных кривых и построения серии геостатистических разрезов было установлено, что пласт БВ1 формировался в прибрежных переходных обстановках в условиях постепенного (на фоне циклических изменений) продвижения береговой линии в северо-западном направлении. В разрезе пласта БВ1 выделено четыре рециклита. Два верхних имеют меньшую площадь распространения, чем нижележащие пласты. Выделены интервалы коллекторов и неколлекторов в разрезе скважин. При этом выделялись неколлекторы двух типов: глинистые породы (положительная аномалия ПС), плотносцементированные песчаники (положительная аномалия на кривых НКТ и БК). Посчитаны мощности пластов коллекторов, которые использовались при расчете ФЕС. Было установлено, что из-за отличия условий регистрации кривых ГИС в разных скважинах, из-за плохой привязки по глубине кривых ГИС, из-за дрейфа нулевой линии, дрейфа линии глин и пр. автоматические методы обработки ГИС не позволяют выделять интервалы коллекторов и неколлекторов с таким качеством, как это делает опытный интерпретатор. Поэтому выделение проводилось вручную.

На основе созданной ГДМ было получено распределение остаточных подвижных запасов (ОПЗ) по площади и по разрезу пласта и на участках, характеризующихся минимальным риском, ООО «ЦСМРнефть» были выданы рекомендации по бурению БГС. Анализ модели, выполненный специалистами КогалымНИПИнефть, показал низкую плотность ОПЗ. Поэтому первоначально практически все предложенные ООО «ЦСМРнефть» местоположения БГС были забракованы. Несмотря на это в отделе разработки ТПП «Когалымнефтегаз» (ныне – «Повхнефтегаз») была сформирована и утверждена программа бурения 7-ми БГС. С учетом того, что БГС должны проектироваться на конкретный пласт, использование для подбора скважин-кандидатов карты суммарных подвижных запасов было сочтено не совсем правильным, так как значительная часть этих запасов могла быть распределена по низкопроницаемым или

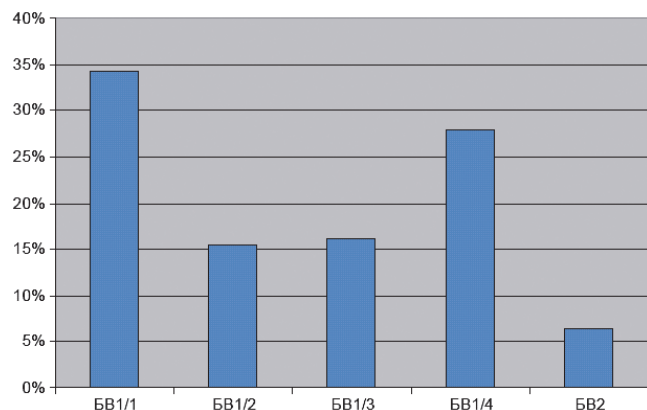


Рис. 2. Гистограммы распределения остаточных подвижных запасов объекта БВ1-2 на 2010 г.

тонкослоистым пластам. Поэтому карты ОПЗ были построены отдельно по каждому из четырех пропластков, слагающих пласт БВ1 (БВ1/1, БВ1/2, БВ1/3, БВ1/4) и по пласту БВ2. Распределение ОПЗ по пластам и пропласткам приведено на рисунке 2.

Как видно, по состоянию на 01.03.2010 года основные объемы ОПЗ были сосредоточены в БВ1/1 и БВ1/4. С учетом этого рассмотрение скважин-кандидатов по пластам проведем в следующей последовательности: БВ1/1, БВ1/4, БВ1/3, БВ1/2, БВ2. По пластам и выделенным в их пределах областям подобраны конкретные скважины-кандидаты для бурения БГС. При этом использовалась следующая методика:

1) Известна максимальная величина отхода горизонтального участка от основного ствола (300 м) и составлен список скважин, забои которых попадают в данную буферную зону.

2) Из списка вычеркиваются скважины, которые в настоящее время находятся в разработке с дебитом нефти более 0.5 т/сут.

3) Из оставшихся скважин формируется новый список, в котором заполняются графы, характеризующие текущее техническое состояние скважины, причины простоя скважины, целевой горизонт, на который была пробурена скважина, а также наличие уже пробуренных боковых стволов. Из списка вычеркиваются аварийные скважины и скважины с действующими боковыми стволами.

4) Оставшиеся скважины ранжируются с учетом удобства проводки БГС (минимальная длина, отсутствие петель, минимальное число пересечений проекции БГС с проекциями траекторий других скважин) и возможности попадания в область с максимальной плотностью ОПЗ. Кроме того, учитывается расстояние горизонтального участка от действующих добывающих и нагнетательных скважин, которое должно быть максимальным.

5) Скважины, получившие максимальный рейтинг, отмечаются на схеме размещения рекомендованных скважин для бурения БГС.

В течение 2011 года эта программа была выполнена и на февраль 2012 года получены следующие результаты, отраженные на рисунке 3.

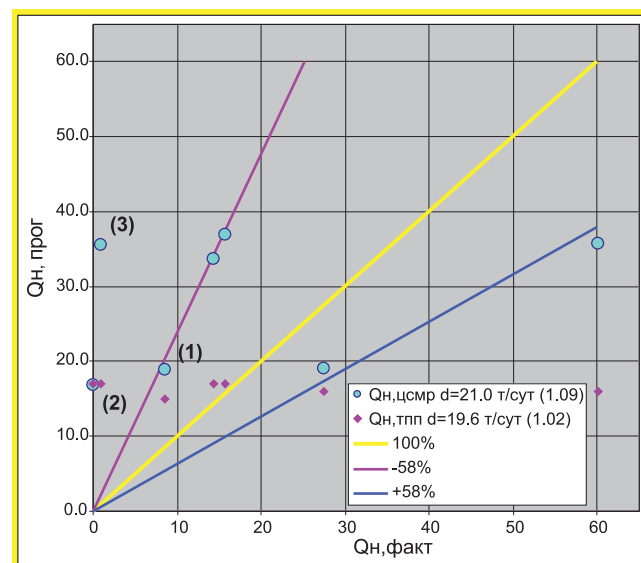


Рис. 3. Анализ фактических и прогнозных дебитов нефти.

Как видно, по двум скважинам получен дебит нефти больше прогнозного, по трем меньше прогнозного и две скважины работают с обводненностью близкой к 100%. Если не рассматривать полностью обводненные скважины, то отклонение фактического дебита от прогнозного варьируется от -58% до +62%. Средняя эффективность по дебиту нефти (отношение суммарного фактического дебита к прогнозируемому) составила 66%.

Наихудшие результаты получены в скважинах 1354 (1), 5235 (2) и 4768 (3). Предполагаемые причины следующие:

- 1) непопадание в целевой пропласток;
- 2) попадание в техногенно-измененную зону вблизи с ранее действовавшей нагнетательной скважиной, не учтен в модели трещин автоГРП в нагнетательных скважинах, неправильные данные по объемам закачки;
- 3) после ликвидации прихвата инструмента произведена повторная зарезка БС при этом пришлось существенно отклониться от первоначально запланированной траектории в зону с более низкой прогнозной плотностью остаточных запасов.

На наш взгляд, в этих условиях полученные результаты по БГС следует рассматривать, скорее, как подтверждение правильности положенной в основу ГДМ геолого-петрофизической модели. Таким образом, на сегодняшний день эту модель можно взять за основу, детализировав ее с учетом информации по вновь пробуренным скважинам и режимам работы скважин.

Исходные данные, заложенные в модель пласта БВ1-2 Ватьеганского месторождения, соответствуют утвержденным балансовым запасам, результатам керновых исследований, геологической модели и проектной базе данных. Сопоставление с фактическими данными расчетных технологических показателей, как по скважинам, так и по объекту в целом показывает удовлетворительное качество адаптации фильтрационных моделей, относительные погрешности не превышают допустимых регламентными документами норм.

Литература

Волков Ю.А. Об организации инновационного проектирования разработки нефтегазовых месторождений. *Нефть. Газ. Новации*. 2009. №7. 22-26.

Волков Ю.А., Михайлов В.Н., Скачек К.Г., Шайхутдинов А.Н. Изменение представлений о детальной корреляции пласта БВ8 Повховского месторождения на основе новой модели его геологического строения. *Сб. тр. XVI научно-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»*. Ханты-Мансийск. 2013.

Дулкарнаев М.Р., Михайлов В.Н. О корректности используемых методик интерпретации петрофизических данных. *Нефть газ новации*. №3. 2011. 25-29.

Иванов С.А., Михайлов В.Н., Осерская Ю.А. Палеогеоморфология и генезис пласта БВ1-4 Ватьеганского месторождения Западной Сибири. *Мат. Всерос. конф. «Верхний палеозой России: стратиграфия и фациальный анализ»*. Казань: КГУ. 2009. 240-243.

Иванов С.А., Скачек К.Г., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Оперативная методика совместной обработки ГИС и промысловых данных для уточнения площадного распределения остаточных запасов длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов»*. Казань: Изд-во «Репер». 2009. 143-150.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкарнаев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий. *Георесурсы*. № 3. 2011. 43-48.

Михайлов В.Н., Дулкарнаев М.Р., Волков Ю.А. Проблемы и

опыт проектирования разработки длительно эксплуатируемых месторождений нефти на примере Ватьеганского месторождения Западной Сибири. *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разработки месторождений»*. Казань: Изд-во «Фэн». 2012а. 255-257.

Михайлов В.Н., Скачек К.Г., Дулкарнаев М.Р., Шайхутдинов А.Н. Экспертная система для фациальной диагностики осадочных пород на основе кластерного анализа макроописаний керна. *Сб. тр. XV научно-практ. конф. «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры»*. Ханты-Мансийск. 2012б.

Михайлов В.Н., Шемяков И.А. Литолого-генетическая типизация неокомских пород Западной Сибири на основе кластерного анализа макроописаний керна. *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья»*. Казань. 2011. 329-333.

Савельев О.Ю., Кашников О.Ю. Особенности проектирования и мониторинга разработки нефтяных пластов с высокой выработкой запасов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2012. №1. 45-48.

Халимов Э.М. Детальные геологические модели и трёхмерное моделирование (по опыту работы ЦКР). *Недропользование – XXI век*. 2013. №4. 82-87.

M.R. Dulkarnaev, V.N. Mihaylov, Yu.A. Volkov. Analysis of the causes of the divergence of actual and estimated performance indicators of wells of Vatyegansky field after sidetracking

The paper describes the main issues which were solved at creation a geological hydrodynamic model of the object bv1-2 of Vatyegansky deposit, allowed to justify the distribution of current (residual) oil on the area and the section of the studied object, to plan of placing on it of seven side tracks with a horizontal end and successfully drill them.

Key words: geological hydrodynamic model, current (residual) oil, side tracks with a horizontal end, results of geophysical well logging, estimate of new wells flowrate .

Марат Рафаилевич Дулкарнаев

Главный геолог ТПП «Повхнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Научные интересы: увеличение коэффициента извлечения нефти на месторождениях, вступивших в позднюю стадию разработки за счёт комплексных ремонтно-изоляционных работ в скважинах.

628481, Россия, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г.Когалым. Тел./факс: (34667) 6-40-06.

Вячеслав Николаевич Михайлов

К.физ.-мат.н., директор ООО «КНТЦ «Недра», заместитель директора ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ по геологии и разработке нефтяных месторождений. Научные интересы: нефтяная геология и геофизика, моделирование и анализ разработки нефтяных месторождений.

Юрий Андреевич Волков

Директор ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ, к.физ.-мат.н. Научные интересы: теория фильтрации и гидродинамика нефтяного пласта, анализ и проектирование разработки нефтяных месторождений.

420061, Россия, Республика Татарстан, г.Казань, ул. Н.Ершова, 55-20. Тел.: (987)290-26-47.