



АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сборник докладов научно-практических конференций
журнала «Нефтяное хозяйство» 2019 г.

- ◆ XII научно-практическая конференция
«Математическое моделирование и компьютерные технологии
в процессах разработки месторождений»
- ◆ 36 всероссийская научно-производственная конференция
«Охрана окружающей среды на объектах
нефтегазового комплекса»
- ◆ XIX научно-практическая конференция
«Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми
запасами»
- ◆ 48 ежегодная конференция «Современные информационные
технологии в нефтяной и газовой промышленности»

ISBN 978-5-93623-040-0



9 785936 230400



АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сборник докладов научно-практических конференций
журнала «Нефтяное хозяйство» 2019 г.

Actual Problems of Oil Industry

The Collection of Reports of Scientific and Practical Conferences
held by Oil Industry Journal in 2019

Москва
ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
2020

УДК: 622.276
ББК 33.361
А43

Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли. Сборник докладов. – М.: ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2020. – 225 с.

В сборнике представлены материалы четырех научно-практических конференций, организованных журналом «Нефтяное хозяйство» в 2019 г.:

XII научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений», г. Санкт-Петербург

36 всероссийская научно-производственная конференция «Охрана окружающей среды на объектах нефтегазового комплекса, 04–06 июня 2019 г., г. Самара

XIX научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», 24–26 сентября 2019 г., г. Анапа

48 ежегодная конференция «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности», 29–31 октября 2019 г., г. Волгоград

УДК: 622.276
ББК 33.361

Редакционный совет

К.В. Андреев
Д.Г. Антониади
В.А. Байков
А.П. Беспалов
С.Г. Вольпин
В.В. Волянская
И.Х. Жданов
В.Н. Зверева
Ю.В. Нассонов
А.М. Петраков
М.М. Хасанов
А.Х. Шахвердиев

XII научно-практическая конференция «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений»

- 6** **Баяк И.О., Дубиня Н.В., Тихоцкий С.А.**
Проблемы петроупругого моделирования трещиноватых коллекторов
- 18** **Вольпин С.Г., Ломакина О.В., Афанаскин И.В., Штейнберг Ю.М., Юдин В.А.**
Анализ динамики подвижных запасов нефти в сложных и нетрадиционных коллекторах
- 26** **Дубиня Н.В.**
Закономерности в пространственной ориентации и положении флюидопроводящих естественных трещин в окрестностях крупных разломов
- 38** **Емельянов В.В.**
Доманиковые отложения как потенциальный объект нефтедобычи и источник восполнения ресурсной базы Республики Татарстан
- 42** **Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г.**
Применение мультискважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики
- 52** **Подольский А.К., Фомкин А.В., Петраков А.М., Байкова Е.Н., Раянов Р.Р.**
Повышение эффективности планирования и контроля мероприятий по выравниванию профиля приемистости путем автоматизации процесса подбора скважин-кандидатов
- 63** **Торопов Э.С., Стариков В.С., Калугин А.А., Алексеева А.Д.**
Трехмерное параметрическое моделирование седиментационных врезов на примере пластов АВ₆₋₇ Ватьеганского месторождения
- 66** **Шевко Н.А.**
Оптимизация детальности гидродинамической модели для ускорения процесса адаптации на историю разработки
- 76** **Шевко Н.А.**
Численное моделирование залежей с высокопроводящими разломами
- 88** **Шляпкин А.С., Татосов А.В.**
Математическая модель движения проппанта в трещине гидроразрыва

36 всероссийская научно-производственная конференция «Охрана окружающей среды на объектах нефтегазового комплекса»

94 Талипова Е.В.

Оценка состояния почвенно-растительного покрова на территории шламовых амбаров ХМАО – Югры

XIX научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами»

100 Анциферов Б.И.

Обработка призабойных зон в горизонтальных скважинах как метод восстановления эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов

108 Аржиловская Н.Г., Баймухаметов Д.С., Дручин В.С., Хлызов П.В., Мазитов М.Р.

Особенности геологического строения и концептуальные геологические модели продуктивных пластов Кочевского месторождения, запасы которых отнесены к категории трудноизвлекаемых

118 Кузьмина В.В.

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов верхнедевонских рифов юга Бузулукской впадины на территории Оренбургской области

124 Кузнецов А.С.

Особенности геомеханических исследований керна для сопровождения дизайна гидроразрыва пласта

130 Мельников В.Н., Вахрушев В.В., Москвитин С.А.

Влияние значений геолого-физических параметров на прогнозирование показателей разработки нефтяных залежей

138 Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Дякина А.В., Новикова Н.В., Сахарова В.Р., Цесарж И.Л., Шестерякова И.В.

Граниты. Тектонизация, зарождение углеводородов, нефтенасыщение

151 Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В., Быкова О.А., Власова С.А., Дякина А.В., Косолапова О.В., Новикова Н.В., Сахарова В.Р., Цесарж И.Л.

О направлении распиловки при литологическом изучении керна

48 ежегодная конференция «Современные информационные технологии в нефтяной и газовой промышленности»

- 163 Агупов М.А., Рычков А.Ф., Ноздренков А.В., Бутакова Н.А.**
Опыт построения и применения интегрированных моделей
- 170 Андреев К.В., Крашаков Д.В., Шмаков В.Д.**
Опыт интегрированного подхода при геологическом моделировании
нефтяных месторождений
- 178 Ермоловский А.В., Куклинский А.Я., Зубарева Е.В., Невестенко М.А., Гурба Е.В.,
Тарасова Ю.С.**
Геохимические технологии в практике ТЭК
- 184 Имамов Р.Р.**
Опыт применения технологий геоинформационных систем при планировании
геолого-разведочных работ
- 188 Каган К.Г., Самойленко А.Ю.**
Опыт применения современных методов гидродинамических исследований
скважин в открытом стволе
- 197 Кадыков А.И., Ноздренков В.А.**
Практическое применение интегрированных моделей в производственном
процессе
- 206 Крук П.Н.**
Опыт использования отечественного программного обеспечения
для комплексной интерпретации данных сейсморазведки 2D/3D
- 210 Польская Н.Н., Самойленко А.Ю., Потемкин И.П., Емельянов Д.С., Чухнин Д.А.**
Математическое моделирование при учете попутно добываемого газа
- 216 Шевченко О.Н., Топилин М.В., Бунин Д.Ю.**
Аналитическое определение критических градиентов фильтрации
для низкопроницаемых коллекторов как альтернатива экспериментальным
исследованиям керна

Проблемы петроупругого моделирования трещиноватых коллекторов

И.О. Баюк¹, Н.В. Дубиня¹, С.А. Тихоцкий¹

¹Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

Адреса для связи: ibayuk@ifz.ru, dubinya.nv@gmail.com, sat @ifz.ru

Ключевые слова: трещиноватые карбонатные коллекторы, петроупругое моделирование, анизотропия, геомеханическое моделирование

Проанализированы основные проблемы петроупругого моделирования трещиноватых карбонатных пород, такие как выбор метода теории эффективных сред (Rock Physics) для связи параметров математической модели эффективных упругих свойств коллектора со скоростями упругих волн, полученными в эксперименте. Показано, что даже в случае простой модели трещиноватого коллектора разница в скоростях упругих волн, полученных разными методами, может достигать 40 %.

Другой проблемой петроупругого моделирования является построение модельной среды, адекватно отражающей особенности внутреннего строения породы в рассматриваемом масштабе. В связи с этим уделено внимание сложнопостроенным карбонатным коллекторам, в которых неучет особенностей распределения изометричной пористости приводит к изменению скоростей упругих волн, что может быть ошибочно приписано влиянию трещиноватости. К коллекторам такого типа относятся оолитовые известняки и коллекторы, содержащие каверны.

Рассмотрена также проблема соответствия масштабов, на которых строится петроупругая модель породы и измерены ее упругие свойства. Показано, что разница значений импедансов (как акустических, так и сдвиговых), полученных на одной и той же глубине в масштабе данных геофизических и сейсмических исследований, может достигать 20 % и более.

Важной проблемой петроупругого моделирования трещиноватых коллекторов является учет анизотропии как вмещающей матрицы, так и результирующих упругих свойств. Проанализирована проблема различия петрофизических зависимостей (таких как, например, скорость – пористость), полученных на керне и по данным геофизических исследований скважин на примере сложнопостроенного карбонатного коллектора Юрубчено-Тохомской зоны. Особое внимание уделено проблеме обнаружения и характеристики флюидопроводящих трещин в масштабе сейсмических данных. Предложен подход, который опирается на результаты геомеханического и петроупругого моделирования и дает возможность не только выделить системы флюидопроводящих трещин, но и охарактеризовать их количественно в терминах ориентации, объемной концентрации, относительного раскрытия и степени связанности.

Some problems of Rock-Physics modeling of fractured carbonate reservoir rocks

I.O. Bayuk¹, N.V. Dubinya¹, S.A. Tikhotskiy¹

¹Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS, RF, Moscow

E-mail: ibayuk@ifz.ru, dubinya.nv@gmail.com, sat @ifz.ru

Keywords: fractured carbonate reservoir rock, petroelastic modeling, anisotropy, geometrical modeling

The paper analyzes main problems of Rock-Physics (or petroelastic) modeling of fractured carbonate rocks. These problems include the choice of method of effective medium theory (Rock Physics) for connecting the parameters of the mathematical model of effective elastic properties of a reservoir rock with the elastic wave velocities obtained in experiment. It is shown that even in the case of a simple model of a fractured reservoir rock, the difference in the velocities of elastic waves obtained by different methods can reach 40 %.

Another problem of Rock-Physics modeling is a construction of a model medium that adequately reflects characteristics of the internal structure of rock in the scale under consideration. In this regard, attention is paid to carbonate reservoirs of a complex structure, in which the neglect of specific features in a distribution of isometric porosity leads to a change in the velocity of elastic waves, which can be mistakenly attributed to the influence of fracturing. These types of reservoirs include oolitic limestones and rocks containing cavities.

A problem exists of the correspondence of scales on which the Rock-Physics model is constructed, and its elastic properties are measured. It is shown that the difference of impedances (both acoustic and shear) obtained at the same depth but at different scales (logging and seismic), can reach 20 % и even more.

An important problem of petroelastic modeling of fractured reservoirs is the allowance for the anisotropy of both the host matrix and the resulting elastic properties. The problem of differences in petrophysical dependencies (e.g., porosity-velocity) obtained on cores and from logs is analyzed. In this relation a carbonate reservoir of the Yurubcheno-Tokhoma zone is analyzed whose internal structure is rather complex.

Particular attention is paid to the problem of detecting and characterizing fluid-conducting cracks on a seismic scale. To solve this problem, an approach is presented that relies on the results of geomechanical and Rock-Physics modeling. This approach makes it possible not only to reveal fluid-conducting fracture systems, but also to characterize them quantitatively in terms of orientation, volume concentration, relative opening, and degree of connectivity.

Термин «трещиноватый коллектор», как правило, является характеристикой карбонатной породы, поскольку этот тип коллектора углеводородов обладает наибольшей хрупкостью по сравнению с коллекторами другого типа. Трещины в карбонатных коллекторах проявляют себя в разных масштабах и имеют разные происхождение и геометрические характеристики. В масштабе зерна это, как правило, трещины между границами зерен. Поскольку зерна карбонатных минералов (кальцита, доломита), как правило, имеют хаотическую ориентацию, то и эти трещины ориентированы хаотически. В масштабе геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмических наблюдений в карбонатных породах отмечаются системы трещин, имеющих преимущественную ориентацию, которая обусловлена напряжениями, действующими в массиве пород.

Объемная концентрация трещин в породе обычно невелика (десятые доли процента). Однако наличие трещин в коллекторе благоприятствует флюидоперетокам

между более изометричными пустотами (порами, кавернами), поэтому поиск зон повышенной трещиноватости является одним из приоритетных направлений разведочной геофизики.

Для повышения достоверности интерпретации полевых геофизических данных используют петроупругое моделирование, которое позволяет интерпретировать измеренные упругие характеристики пород в терминах параметров, характеризующих их пустотное пространство. Такими параметрами могут быть объемная концентрация пустот разного типа (трещин, пор, каверн), их форма и степень связанности. Поскольку при петроупругом моделировании пустоты представляются в виде эллипсоидов (чаще – эллипсоидов вращения), под параметрами формы понимают аспектное отношение этих эллипсоидов. В результате вместо реальной горной породы исследуется некая «модельная среда», в которой различные неоднородности (поры, трещины, каверны, зерна минералов, частицы органического вещества) рассматриваются либо в виде вмещающей матрицы (односвязной области), либо в виде эллипсоидальных неоднородностей. Для связи параметров модельной среды с измеренными упругими характеристиками пород используются формулы методов теории эффективных сред (методы Rock Physics) – уравнения связи. Методы Rock Physics применимы, если длина волны много больше размера неоднородностей, и этих неоднородностей в породе достаточно много для определения статистических характеристик физических полей. Триада, состоящая из модельной среды, параметров модели и уравнений связи называется параметрической математической моделью эффективных физических (в частности, упругих) свойств породы. Успех инверсии полевых данных в терминах строения пустотного пространства пород во многом зависит от того, насколько качественно построена математическая модель его физических свойств. В данной статье рассмотрены проблемы построения таких моделей применительно к карбонатным коллекторам, которые проявляют широкое разнообразие внутреннего строения, включая строение пустотного пространства. Эти проблемы выявлены и классифицированы авторами на основе их многолетнего опыта петроупругого моделирования.

Проблема выбора уравнений связи

Проблема определения эффективных физических свойств сводится к проблеме учета взаимодействия многих тел и поэтому может быть решена лишь приближенно. Это приводит к тому, что существует много методов теории эффективных сред, которые приводят к различным результатам. Это вызвано тем, что в каждом методе использованы различные упрощающие предположения о распределении физических полей в неоднородном теле (в частности, полей напряжений и деформаций), что напрямую связано с особенностями распределения неоднородностей в объеме породы и их формой. Например, классический метод самосогласования [1, 2] предполагает, что каждая неоднородность может быть представлена в виде

включения квази-эллипсоидальной формы. Верхняя граница Хашина – Штрикмана предполагает структуру типа «жесткая матрица – изолированные мягкие включения», а нижняя – инверсную структуру «мягкая матрица – изолированные жесткие включения» [2]. Для моделирования промежуточных структур может быть использован метод обобщенного сингулярного приближения (ОСП) [1, 3], в котором степень связности компонент учитывается с помощью некоторого эмпирического параметра, варьируя который от 0 до 1, можно получить решения для эффективного тензора упругости внутри границ Хашина – Штрикмана. При выводе формул метода Кастера – Токсоза, который часто применяется для оценки эффективных упругих свойств изотропных пород, используется теория рассеяния. При этом суммируется влияние каждого единичного рассеивателя (включения) на поле деформаций матрицы. Краткая характеристика этого метода и других, наиболее простых и популярных методов Rock Physics, дана в книге [4]. Большая часть этих методов применима лишь к изотропным средам, а для анизотропных сред рассматривается только случай изотропных компонент.

На рис. 1 показаны скорости продольных упругих волн, полученные с помощью различных методов Rock Physics, для модели карбонатной породы с хаотическими трещинами (аспектное отношение 0,003), заполненными пластовым флюидом (водой). Из него видно, что скорости упругих волн для трещинной пористости от 0 до 2 %, могут различаться в пределах 40 % в зависимости от метода Rock-Physics.

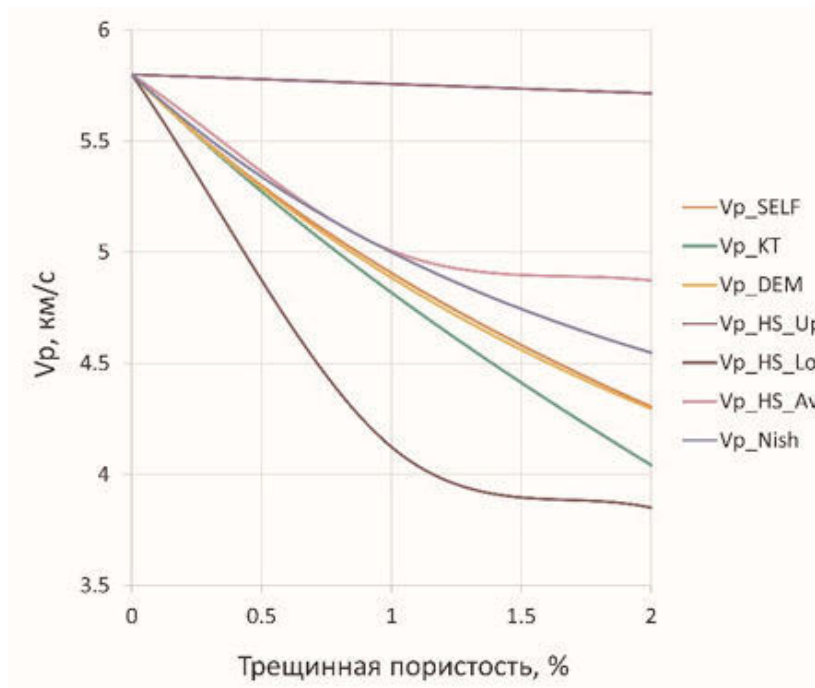


Рис. 1. Скорости упругих волн v_p в модели карбонатной породы с хаотическими трещинами, полученные с помощью различных методов Rock Physics (SELF – метод самосогласования; KT – метод Кастера – Токсоза; DEM – дифференциальная схема [4]; HS_Up, HS_Lo, HS-Av – соответственно верхняя, нижняя граница Хашина – Штрикмана и их усредненное значение; Nish – метод Нишизавы [5])

Заметим, что для петроупругого моделирования трещиноватых карбонатных коллекторов наиболее перспективным является метод ОСП, поскольку позволяет учитывать анизотропию как матрицы, так и включений (без ограничений на ее тип), а также степень связности компонент.

Формулы этого метода для самого общего случая анизотропии компонент имеет вид [1, 3]

$$\mathbf{C}^* = \left\langle \mathbf{C}(\mathbf{r}) \left[\mathbf{I} - \mathbf{g}(\mathbf{C}(\mathbf{r}) - \mathbf{C}^C) \right]^{-1} \right\rangle \left\langle \left[\mathbf{I} - \mathbf{g}(\mathbf{C}(\mathbf{r}) - \mathbf{C}^C) \right]^{-1} \right\rangle^{-1}, \quad (1)$$

где $\mathbf{C}(\mathbf{r})$ – тензор упругости микронеоднородной среды (кусочно-постоянная функция координат); \mathbf{I} – единичный тензор 4 ранга; \mathbf{g} – тензор, зависящий от формы включений и свойств тела сравнения (формулы для его вычисления приведены в работах [1, 3]; $\mathbf{C}^C = (1 - f)\mathbf{C}^M + f\mathbf{C}^I$ – тензор упругости тела сравнения, который может быть произвольным, и часто выбирается в виде линейной комбинации свойств матрицы (\mathbf{C}^M) и включений (\mathbf{C}^I); значения $f = 0$ и $f = 1$ позволяют получить соответственно верхнюю и нижнюю границы Хашина – Штрикмана; угловые скобки означают объемное усреднение.

Апскейлинг на сейсмические частоты

Для масштабирования упругих свойств, полученных в масштабе ГИС, на сейсмические частоты, среда представляется как тонкослоистая. Толщина пачки слоев зависит от частоты проводимых сейсмических работ и, как показали исследования, примерно равна половине длины волны, рассчитанной на этой частоте. Толщина каждого слоя соответствует шагу каротажа. Считается, что каждый слой имеет упругие свойства, полученные на этой глубине в результате проведения каротажа. Для карбонатных коллекторов каждый слой может иметь анизотропные упругие свойства. Вследствие этого определение эффективных упругих свойств каждой пачки выполняется с помощью анизотропного варианта метода Бейкуса, в котором нет ограничений на тип анизотропии слоев [1].

Проблема выбора масштаба построения модели

Модельная среда, которая описана выше, должна отражать внутренне строение породы именно в том масштабе, на котором получены экспериментальные данные. В практике геофизических работ такие масштабы определяют измерения на керне, материалы ГИС и сейсмические данные. Вследствие этого при построении математических моделей эффективных физических свойств выделяют три масштаба, соответствующих этим типам работ. Строение карбонатных пород даже в масштабе образцов стандартного размера (первые сантиметры) и полноразмерного керна может быть различно. Например, в масштабе полноразмерного керна, могут

наблюдаться сантиметровые трещины, которых нет в стандартных образцах, поскольку они выбуривались между этими трещинами. По этой же причине расщепление поперечных волн, наблюдаемое по данным акустического дипольного каротажа, нельзя интерпретировать на основе анализа шлифов. Трещины, размер которых превышает несколько метров и которые видны на данных каротажа FMI, нельзя включать в модели масштаба работ ГИС, поскольку размер таких трещин либо сопоставим с длинами волн акустического каротажа, либо превышает их (первые десятки сантиметров – первые метры).

На рис. 2 показаны акустический и сдвиговый импедансы, построенные для модели карбонатного коллектора, но в разных масштабах – ГИС и сейсмических исследований. Разница в значениях импедансов в зависимости от выбора масштаба модели может достигать 20 % и более.

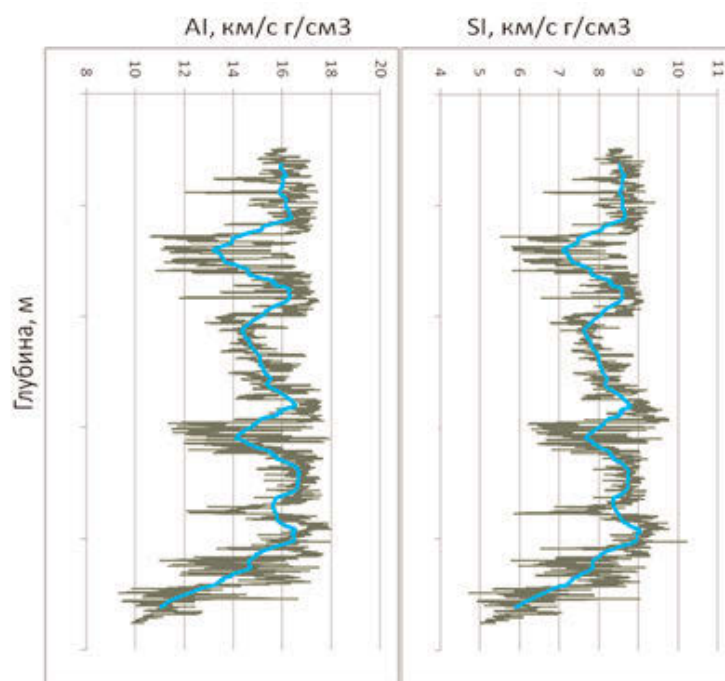


Рис. 2. Акустический (AI) и сдвиговый (SI) импедансы в масштабах ГИС и сейсмических исследований

Проблема корректного учета внутреннего строения породы в каждом масштабе

Карбонатные коллекторы обладают довольно сложным внутренним строением, и применять ко всем карбонатным коллекторам одну и ту же математическую модель нецелесообразно. В настоящее время многие коммерческие пакеты включают модель Шу – Пейна [6], которая была разработана авторами именно для карбонатных коллекторов. В этой модели предполагается, что общая пористость представлена четырьмя типами пор: 1) поры, связанные с глиной; 2) межгранулярные поры; 3) микротрещины; 4) жесткие поры (квазисферические поры выщелачива-

ния или каверны). Такая модель позволяет рассматривать как изотропные, так и анизотропные породы, однако в большинстве коммерческих пакетов реализована только изотропная модель. Как правило, разделить пустотное пространство на указанные типы пустот на практике часто не представляется возможным. Однако стоит иметь в виду, что неучет перераспределения даже квазиизометричной пористости между указанными типами может приводить к разнице в скоростях 10 % и более. Заниженные скорости ошибочно могут быть интерпретированы как индикаторы трещиноватых зон.

Иная модель анизотропного карбонатного коллектора [7] представляет пустотное пространство карбонатной породы в виде квазиизометричных хаотически ориентированных пустот и ориентированных субвертикальных трещин. Аспектное отношение каждой системы пустот описывается своей плотностью вероятности, что позволяет охватить достаточно широкий диапазон изменения формы как пор, так и трещин. Обе модели применимы для интерпретации как данных, полученных на керне, так и данных дипольного акустического каротажа. Однако эти модели в случае нестандартного строения пустотного пространства в масштабе керна могут дать неверный результат. В частности, для таких пород, как оолитовые известняки или сложнопостроенные коллекторы Юрубчено-Тохомской зоны, требуется построение более сложных моделей пород в масштабе керна.

На рис. 3 показана фотография микроструктуры оолитового известняка, сделанная с помощью растрового электронного микроскопа (РЭМ). Из анализа этого

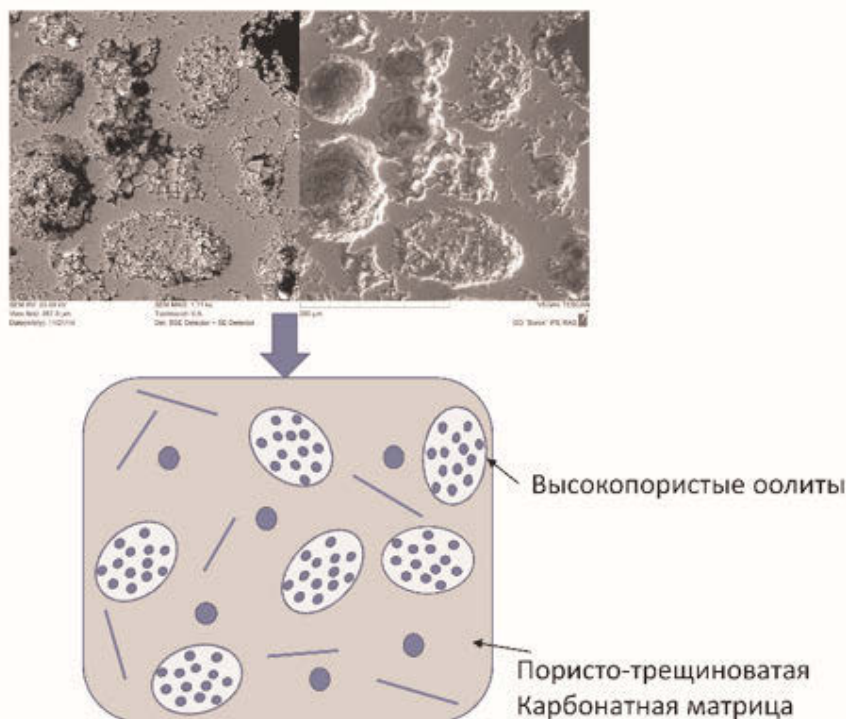


Рис. 3. Фотография РЭМ оолитового известняка (вверху) и модельная среда этой породы в масштабе керна (внизу) (фотография РЭМ В.А. Цельмовича, геофизическая обсерватория «Борок» Института физики Земли РАН)

изображения можно заключить, что модель породы можно представить в виде вложения округлых частиц одной пористой среды (оолитов) в иную пористую среду, пористость которой не так интенсивно выражена (меньше по объему, и поры менее связаны). Заметим при этом, что матрицей обеих сред является один и тот же материал – кальцит. На этом же рисунке показана модельная среда, построенная для этой породы. Поры как в оолитах, так и в матрице имеют квазисферическую форму. Помимо пор в матрице содержатся хаотические трещины, которые видны на фотографии при большем разрешении. Степень связности пустот в матрице и оолитах различна.

Эффективные упругие свойства модели оолитового известняка исследованы в работе [8], в которой для определения эффективных упругих свойств использовался метод ОСП. В этой работе показано, что для одного и того же значения общей пористости породы (22 %) перераспределение пор между оолитами и вмещающей их порово-трещинной средой может привести к вариациям скоростей продольных и поперечных волн, достигающим 40 %. Как уже отмечалось выше, при обсуждении модели Шу – Пейна, заниженные скорости могут быть ошибочно объяснены влиянием трещиноватости, которой в породе может и не быть.

На рис. 4 показаны фотографии полноразмерного керна известняка Юрубчено-Тохомской зоны. Как видно, порода довольно неоднородна. Участки мелкопористого доломита (пористость – до 2 %) (серый цвет) сменяются зонами повышенной кавернозности (коричневый цвет). Причем каверны развиваются в веществе иного минерального состава. Вследствие разного строения и объема пустотного пространства и вещественного состава упругие свойства образцов, выбуренных из «серых» и «коричневых» зон, сильно различаются, проявляя, однако, изотропию в масштабе керна. При этом тренды «скорость – пористость», полученные на таких образцах керна, будут как сильно различаться между собой, так и отличаться от трендов, полученных по данным ГИС, поскольку эта порода в метровом масштабе

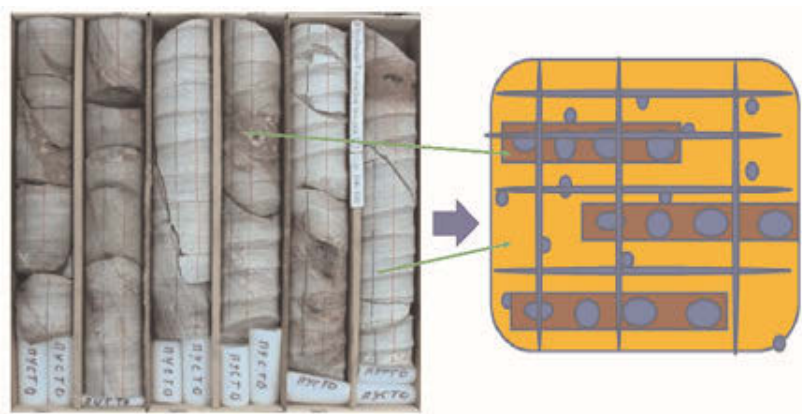


Рис. 4. Фотография керна (слева) и модельная среда в масштабе ГИС пород Юрубчено-Тохомской зоны (справа) (рисунок модифицирован из работы [10]; фотография керна О.В. Постниковой, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

работ ГИС будет иметь совершенное иное строение. Модельная среда для масштаба ГИС будет составной (см. рис. 4). Пористая доломитовая матрица будет представлять собой вмещающую среду для вытянутых включений кавернозного материала. Кроме того, согласно описаниям полноразмерного керна, в породе наблюдаются субвертикальные трещины и стиллолитовые швы. Вследствие такого строения эффективные упругие свойства этой породы в масштабе работ ГИС будут относиться к орторомбическому типу симметрии. В работе [9] показано, как с помощью такого моделирования удалось оценить распределение объемной концентрации пустот различного типа – матричной, трещинной и кавернозной пористости – вдоль ствола скважины, пробуренной в указанном коллекторе.

Проблема моделирования трещиноватости в масштабе сейсмических исследований

В отличие от предыдущих масштабов, где трещины либо различимы визуально на керне (стандартном и полноразмерном), либо проявляют себя по данным дипольного акустического или FMI каротажа, определить, какие именно трещины влияют на сейсмические скорости и способны ли они фильтровать флюид, является довольно непростой задачей. Ориентация трещин и их распределение в объеме породы в сейсмическом масштабе зависят от напряженного состояния и его истории. Для определения этих характеристик трещиноватости необходимо знать распределение в объеме среды компонент тензоров напряжений и накопленной необратимой деформации. Для получения этих величин необходимо выполнить трехмерное геомеханическое моделирование. В наших исследованиях использована упругопластическая модель, в которой для каждой ячейки расчетной модели рассчитываются не только компоненты тензора напряжений и деформаций, но и накопленные пластические деформации.

При моделировании предполагается, что изменение интенсивности пластических деформаций определяется трещиноватостью – возникновением новых трещин и раскрытием уже существующих, но закрытых трещин. Принимается гипотеза, что относительная интенсивность сдвиговой пластической деформации (текущее значение, деленное на максимальное) прямо пропорционально трещиной пористости. Это предположение используется в дальнейшем для определения границ возможного изменения трещинной пористости при решении обратной задачи оценки этой величины по сейсмическим данным.

Найденные значения компонент тензора напряжений используются для оценки флюидопроводящих трещин в объеме породы [11]. С этой целью в рамках трехмерного геомеханического моделирования рассчитываются величины и направления главных напряжений. Для произвольно ориентированной трещины по этим значениям можно определить нормальное и тангенциальное напряжения, действующие на ее поверхности. Среди произвольно ориентированных трещин выделяются критически напряженные трещины, т.е. такие, для которых тангенциальное напряжение больше

или равно произведению нормального напряжения и коэффициента внутреннего трения. Берега таких трещин могут сдвигаться друг относительно друга. Часто говорят, что такие трещины «могут распространяться».

Пример определения области критически напряженных трещин для некоторого напряженного состояния (максимальное главное напряжение – 80 МПа, промежуточное – 30 МПа, минимальное – 20 МПа, одна из главных осей – субвертикальная) показан на рис. 5.

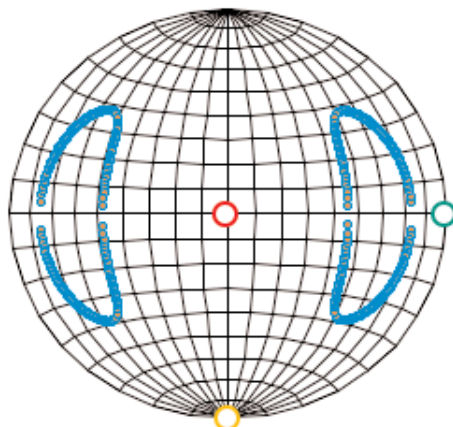


Рис. 5. Пример определения области возможных ориентаций критически напряженных трещин на стереограмме (красная точка – направление действия максимального главного напряжения, желтая – промежуточного, зеленая – минимального; голубые точки ограничивают область возможных ориентаций критически напряженных трещин)

Используется гипотеза о том, что критически напряженные трещины являются флюидопроводящими [12] и именно такие трещины заметно влияют на скорости сейсмических волн. Второе предположение может быть обосновано тем, что такие трещины являются трещинами сдвига и вероятность их соединения выше по сравнению с трещинами, которые не являются критически напряженными. Соединение трещин приводит к повышению связанности пустотного пространства, что в свою очередь понижает модули упругости.

Таким образом, в результате геомеханического моделирования получены ограничения на возможные ориентации флюидопроводящих трещин и трещинную пористость. Эти данные используются затем для инверсии параметров таких трещин по результатам сейсмических наблюдений с использованием методов Rock Physics. Для каждого элемента модели определяется возможная область ориентации флюидопроводящих трещин, для которых в результате инверсии определяются следующие параметры: преимущественная уточненная ориентация каждой системы, относительное раскрытие (аспектное отношение), параметр связности. На рис. 6 показан пример определения трещинной пористости и аспектного отношения трещин, полученные в результате инверсии (срез 3D куба на определенной глубине).

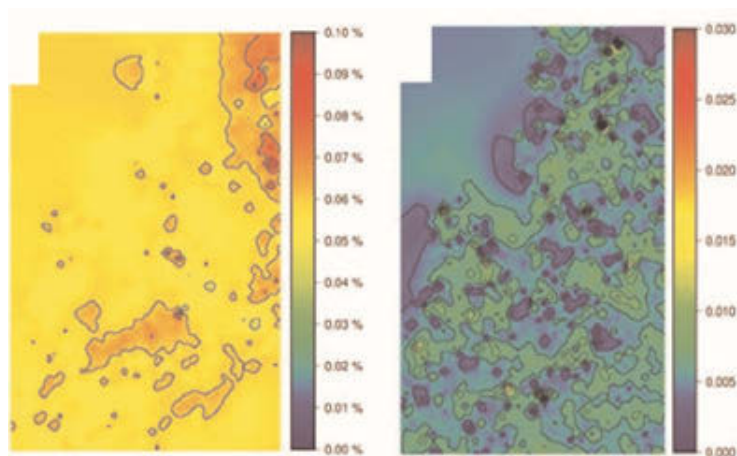


Рис. 6. Трещинная пористость (слева) и относительное раскрытие трещин (справа), полученные по сейсмическим данным в результате инверсии с использованием методов Rock Physics

Выводы

1. Модельная среда построенной петроупругой модели должна отражать особенности строения породы в том масштабе, для которого моделирование проводится (кern, ГИС, сеймика). При этом следует учитывать, что внутреннее строение породы на предыдущем масштабе проявляется в особенностях поведения упругих свойств на следующем масштабе.

2. Выбор метода Rock Physics для связывания параметров модели с измеренными физическими свойствами (скоростями упругих волн) в каждом масштабе должен определяться наличием или отсутствием анизотропии этих свойств, а также особенностями взаимного расположения компонент.

3. Экспериментальные данные, используемые для инверсии параметров модели породы, должны соответствовать масштабу построения модели.

4. При интерпретации данных ГИС следует учитывать, что понижение скоростей при одних и тех же литологических особенностях и пористости может быть вызвано не только повышенной трещиноватостью, но и перераспределением изометричных пор между кавернами и матричной пористостью, а также между оолитами и вмещающей их матрицей.

5. Петрофизические зависимости, полученные на kern, могут не соответствовать таковым, полученным по данным ГИС, из-за различного строения породы в данных масштабах.

6. Геомеханическое моделирование позволяет определить наличие флюидопроводящих трещин в породе, их возможную ориентацию и распределение интенсивности в объеме породы. Дополнительное привлечение сейсмических данных и использование петроупругого моделирования позволяют оценить количественные характеристики таких трещин – преимущественную ориентацию, объемную концентрацию, относительное раскрытие и степень связности.

Список литературы

1. *Шермергор Т.Д.* Теория упругости микронеоднородных сред. – М.: Наука, 1977. – 400 с.
2. *Willis J.* Bounds and self-consistent estimates for the overall properties of anisotropic composites // *J. Mech. Phys. Sol.* – 1977. – V. 25. – P. 185–202.
3. *Bayuk I., Chesnokov E.* Correlation between elastic and transport properties of porous cracked anisotropic media // *J. Phys. Chem. Earth.* – 1998. – V. 23. – No. 3. – P. 361–366.
4. *Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J.* The Rock Physics Handbook. 2nd Edition. Tools for Seismic Analysis of Porous Media. – Cambridge: Cambridge University Press, 2009. – 511 p.
5. *Nishizawa O.* Seismic velocity anisotropy in a medium containing oriented cracks – Transversely isotropic case // *J. Phys. Earth.* – 1982. – V. 3. – P. 331–348.
6. *Xu S., Payne M.A.* Modeling elastic properties in carbonate rocks // *The Leading Edge, Rock physics.* – 2009. – V. 28. – P.66–74.
7. *Баюк И.О., Рыжков В.И.* Определение параметров трещин и пор карбонатных коллекторов по данным волнового акустического каротажа // *Технологии сейсморазведки.* – 2010. – № 3. – С. 32–42.
8. *Гасеми М.Ф., Баюк И.О.* Петроупругая модель оолитового известняка в масштабе керна // *Экспозиция Нефть Газ.* – 2018. – Т.63. – № 3. – С. 36 – 40.
9. *Математическое моделирование анизотропных эффективных упругих свойств карбонатных коллекторов сложного строения / И.О. Баюк, О.В. Постникова, В.И. Рыжков, И.С. Иванов // Технологии сейсморазведки.* – 2012. – №3. – С. 42–55.
10. *Математическое моделирование анизотропных эффективных упругих свойств карбонатных коллекторов сложного строения / И.О. Баюк, О.В. Постникова, В.И. Рыжков, И.С. Иванов // Технологии сейсморазведки.* – 2012. – № 3. – С. 42–55.
11. *Localization and characterization of hydraulically conductive fractured zones at seismic scale with the Help of geomechacal and Rock Physics modeling/ N. Dubinya, I. Bayuk, S. Tikhotskiy, O. Rusina // 80th EAGE Conference & Exhibition 2018 11–14 June 2018, Copenhagen, Denmark. Paper Tu C 08.*
12. *Barton C.A., Zoback M.D., Moos D.* Fluid flow along potentially active faults in crystalline rocks // *Geology.* – 1995. – V. 23. – No. 8. – P. 683–686.

Анализ динамики подвижных запасов нефти в сложных и нетрадиционных коллекторах

С.Г. Вольпин¹, к.т.н., О.В. Ломакина¹, И.В. Афанаскин¹, к.т.н., Ю.М. Штейнберг¹,
В.А. Юдин¹, к.ф.-м.н.

¹Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Работа выполнена при поддержке Программы ФНИ государственных академий наук на 2013–2020 гг., проект № 0065-2019-0019

Адрес для связи: sergvolpin@gmail.com

Ключевые слова: подвижные запасы, баженовская свита, гидродинамические исследования скважин, энергетическое состояние залежи, пласт с двойной проницаемостью

Поскольку разработка нефтяных залежей, приуроченных к нетрадиционным коллекторам, примером которых являются отложения баженовской свиты, осуществляется при упругом режиме, информативными средствами получения данных о пласте являются гидродинамические исследования пластов и скважин, а также мониторинг энергетического состояния залежи. Диагностика кривых восстановления давления, зарегистрированных в скважинах, которые вскрыли баженовские отложения на некоторых нефтяных месторождениях Западной Сибири, указывает на то, что коллектор представляет собой пласт, состоящий из двух сред различной проницаемостью и с разными текущими пластовыми давлениями. Для расчетов добычи нефти необходимо знать энергетическую обстановку залежи. Для решения этого вопроса использованы материалы ранее проведенного эксперимента по длительной остановке скважин на Салымском месторождении. Анализ результатов эксперимента подтвердил то, что пласт-коллектор баженовской свиты представляет собой систему, состоящую из сообщающихся между собой высокопроницающей среды малого объема и низкопроницаемой среды большого объема. При этом основная добыча нефти осуществляется из низкопроницаемой среды.

Mobile oil reserves dynamic analysis for complex and unconventional reservoirs

S.G. Volpin¹, O.V. Lomakina¹, I.V. Afanaskin¹, Yu.M. Steinberg¹, V.A. Yudin¹

¹Scientific Research Institute for System Analysis of the RAS, RF, Moscow

E-mail: sergvolpin@gmail.com

Keywords: mobile reserves, Bazhenov formation, hydrodynamic well tests, energy condition of the reservoir, double permeability reservoir

In unconventional reservoirs with oil deposits formed under syngenetic conditions during the generation of hydrocarbons from kerogen, the stratum of the reservoir rocks was reformed, leading to the formation of various forms of empty space, filled with a liquid phase. An example of such unconventional reservoir is the stratum of rocks of the Bazhenov formation, which occurs over a large area in Western Siberia. An important feature of its structure, which does not allow it to be actively developed for 50 years, is the lack of reliable knowledge about the structural and textural features of the reservoir structure, types of empty space and its location in the reservoir. Therefore, there are still no unambiguous ideas about the form of deposits, about highly productive zones in the reservoir, about recoverable reserves, about the technology which is necessary to involve the reserves into the development.

Since the development of oil reservoirs confined to the deposits of the Bazhenov formation is carried out under an elastic regime, hydrodynamic studies of reservoirs and wells and monitoring of the energy conditions of the reservoir are very informative means to obtain information about the reservoir. These studies allow us to investigate the characteristics of filtration in the reservoir rock and, in particular, to estimate the volumes of the fluid involved into filtration. For deposits of the Bazhenov formation, which do not contain water and are developed under the elastic regime, such information will be very valuable.

Diagnostics of pressure build-up curves recorded in the wells completed in Bazhenov deposits of a number of oil fields in Western Siberia indicates that the reservoir is a layer of dual permeability. Such a reservoir model is diagnosed if the reservoir consists of two media with drastically different permeability. During the production of a well, which is completed in two differently permeable but not isolated from each other formations, the most active production takes place from a more permeable formation, which leads to an advance pressure drop in this formation. A differential pressure is formed between the layers, resulting in a flow of fluid from the low-permeable formation to the high-permeable one. Thus, the reservoir of the Bazhenov formation behaves in the development process as a reservoir consisting of two layers with different permeability and with different current reservoir pressures.

Наиболее характерным признаком значительной части нетрадиционных коллекторов является образование нефтяных залежей непосредственно во вмещающих породах. При этом в процессе генерации углеводородов из погребенного с породой керогена изменяются структурно-текстурные особенности вмещающих пород, что приводит к формированию разного рода пустот, заполняющихся жидкими углеводородами. Примером такого нетрадиционного коллектора является толща пород баженовской свиты, залегающая на большой территории в Западной Сибири. Важной особенностью ее строения, которая не позволяет 50 лет вовлечь запасы баженовской свиты в активную разработку, является отсутствие достоверных данных о строении пласта-коллектора, величине извлекаемых запасов, необходимой технологии вовлечения запасов в разработку и др.

Поскольку разработка нефтяных залежей, приуроченных к отложениям баженовской свиты, ведется при упругом режиме, то весьма информативными будут гидродинамические исследования пластов и скважин [1].

На рис. 1 приведены диагностические графики, построенные по кривым восстановления давления (КВД), зарегистрированным в скв. А, Б и В, которые вскрыли нефтяные залежи баженовской свиты на трех разных месторождениях Западной Сибири. По форме диагностических графиков можно определить модель пласта – коллектора [2]. При построении диагностического графика учитывается история работы скважины. График представляет собой семейство двух кривых. Одна кривая (верхняя) – это динамика депрессии на пласт, а вторая (нижняя) – динамика производной от депрессии. Диагностический график строится в билигарифмических координатах. Аргументом, по которому проводится дифференцирование кривой давления, является функция суперпозиции, учитывающая историю работы. Из рис. 1 видно, что рост производной сменяется ее падением. Далее в случае однородного пласта должен наблюдаться постепенный выход на горизонтальный участок. Но на рис. 1 после небольшого по времени горизонтального участка снова наблюдается рост производной. Такая форма кривых характерна для модели пласта с двойной проницаемостью [2]. Эта модель диагностируется, если пласт состоит из двух прослоев (слоев) разной проницаемости k_1 и k_2 , переток между которыми пропорционален перепаду давления между ними (рис. 2).

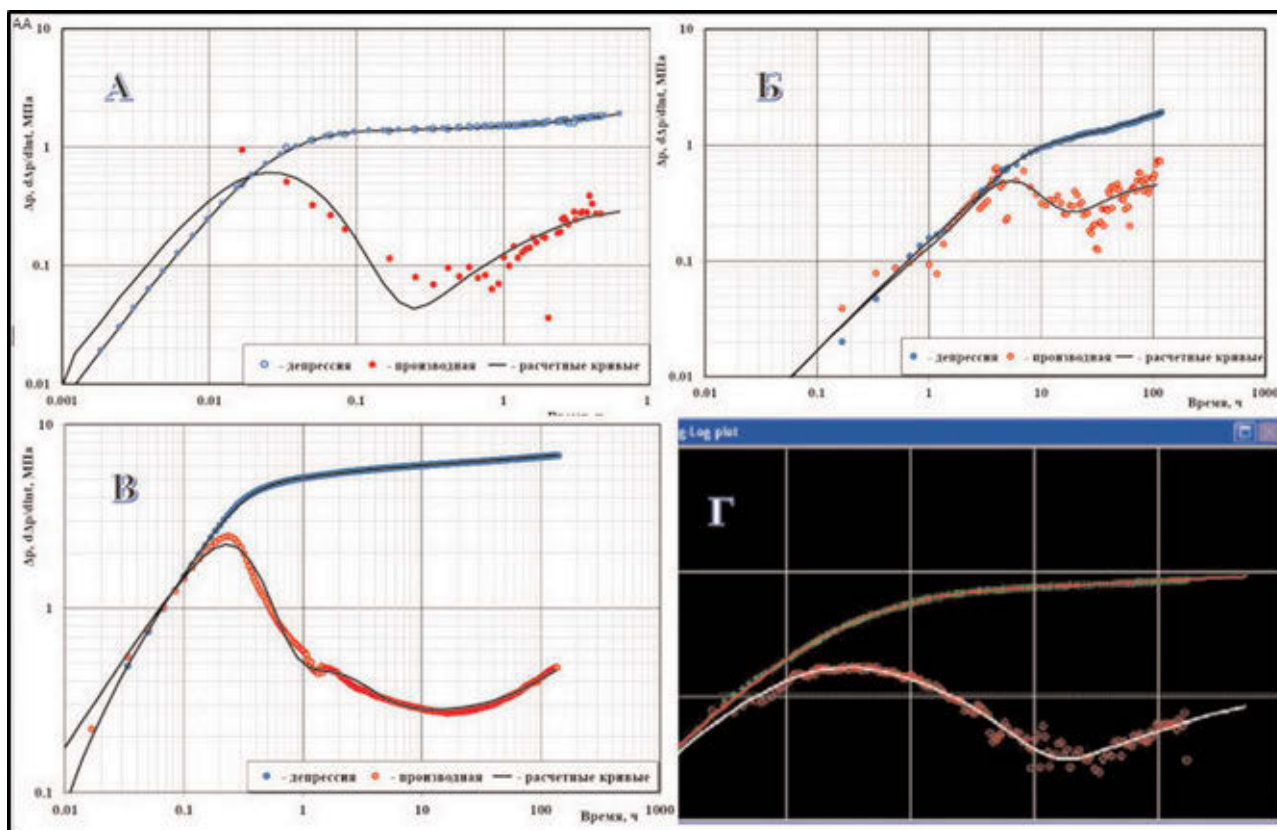


Рис. 1. Диагностические графики по скв. А, Б, В, вскрывшим пласт-коллектор баженовской свиты на разных нефтяных месторождениях Западной Сибири и классический диагностический график пласта с двойной проницаемостью (Г) [2]

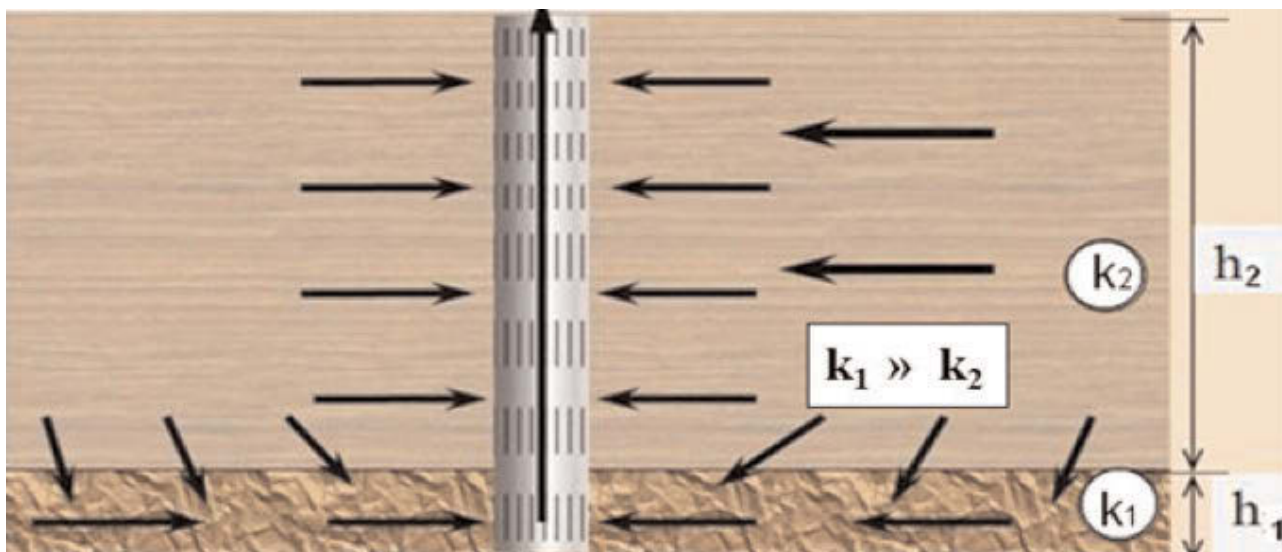


Рис. 2. Модель пласта с двойной проницаемостью

На раннем этапе, когда еще нет разницы давлений между слоями, система ведет себя как однородная без перетоков. При работе скважины, вскрывшей два разнопроницаемых пласта, наиболее активно отбор ведется из более проницаемого пласта, что приводит к опережающему падению давления в нем. Между пластами формируется перепад давления, в результате чего возникает переток флюида из низкопроницаемого пласта в высокопроницаемый. Этому участку соответствует характерный минимум на производной. В итоге система снова начинает вести себя как однородный коллектор с суммарной проводимостью и коэффициентом упругости двух слоев. На графике производной этот процесс позднее приводит к появлению второго горизонтального участка.

Таким образом, на всех трех месторождениях пласт-коллектор баженовской свиты ведет себя в процессе разработки как пласт, состоящий из двух сред с разными проницаемостями и разными текущими пластовыми давлениями. Как отмечали многие исследователи, баженовская свита состоит из двух сред: низкопроницаемой, содержащей малое количество жидкой нефти и большое количество керогена (до 15 % общего объема), и в существенно меньшем объеме высокопроницаемой. По разным представлениям высокопроницаемые участки могут быть высокопроницаемыми прослоями, трещинами различной протяженности или линзовидными высокопроницаемыми телами, возможно кавернозными. В любом случае обработка КВД подтверждает наличие в пласте-коллекторе баженовской свиты наличие двух сред, резко различающихся по проницаемости и по объему.

Представляет интерес определить, какие величины запасов нефти участвуют в фильтрации при упругом режиме разработки, какие объемы жидкости дренируются и являются подвижными.

Обработка КВД по модели двойной проницаемости позволяет определить следующие величины.

Отношение подвижностей

$$K = k_1 h_1 / (k_1 h_1 + k_2 h_2), \quad (1)$$

где h_1, h_2 – толщина соответственно первого и второго прослоя.

Отношение емкостей

$$\omega = \beta_1^* h_1 / [(\beta_1^* h_1) + (\beta_2^* h_2)]. \quad (2)$$

Коэффициент обмена

$$\lambda = Ar_w^2 / (k_1 h_1 + k_2 h_2). \quad (3)$$

Для расчетов фильтрующихся объемов необходимо знать энергетическое состояние залежи на момент проведения расчетов. Для решения этого вопроса рассмотрим материалы исследований, проведенных на Салымском месторождении в 1980–1987 гг. [1, 3, 4].

В 1984 г. с целью определения энергетического состояния Салымское месторождение было остановлено почти на 3 мес. В этот период проводились длительные наблюдения за динамикой текущих пластовых давлений практически во всех скважинах. Исследования выполнялись специалистами СибНИИНП, НГДУ «Правдинскнефть», ЗапСибНИГНИ, Правдинской НРЭ и ВНИИнефть. Сделано около 500 замеров текущих пластовых давлений и проанализировано изменение давления по стволу 43 скважин. На рис. 3 приведены результаты измерения давления во всех скважинах опытного участка. При начальном давлении во всем пласте 42–43 МПа текущие пластовые давления во всех высокодебитных скважинах оказались ниже 20 МПа. На участках пласта, где отборы нефти были наибольшими, текущие пластовые давления оказались ниже 10 МПа, причем большое количество выделившегося в пласте газа привело к полной изоляции этих участков от окружающего пласта. Все скважины с текущим пластовым давлением менее 20 МПа вскрыли всю толщу баженовской свиты, в том числе и маломощный прослой в подошве. Во второй группе скважин текущие пластовые давления изменялись от 25 до 35 МПа. Все они являлись малодобитными и не вскрывали маломощный прослой в подошве баженовской свиты – кровле абалакской свиты.

Результаты промыслового эксперимента полностью подтверждают выводы, сделанные по материалам исследования скважин о наличии в разрезе баженовской свиты двух сред с существенно разными фильтрационно-емкостными свойствами и разными текущими пластовыми давлениями. Быстрое падение пластового давления в процессе разработки опытного участка с 43 до 15–17 МПа, а в ряде случаев и ниже 10 МПа,

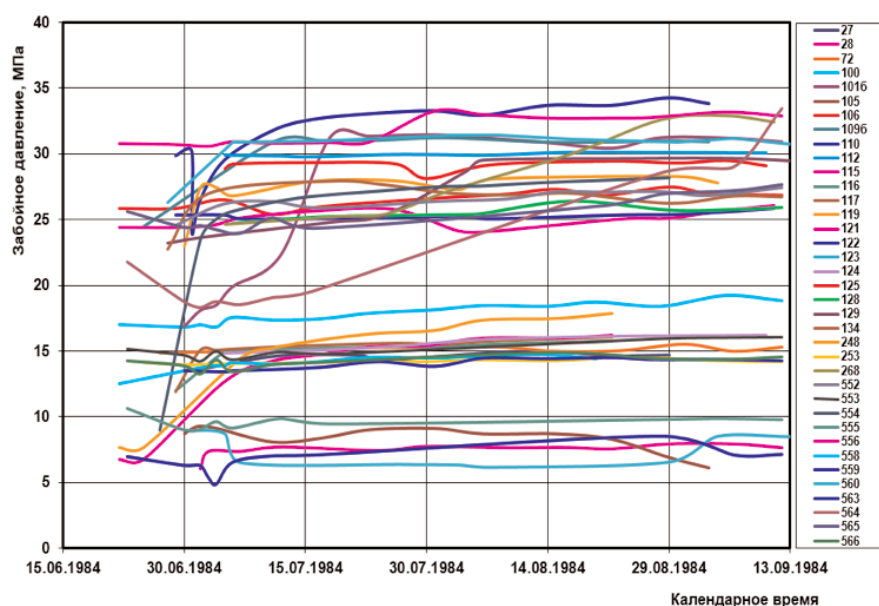


Рис. 3. Восстановление давления в скважинах Салымского месторождения во время его длительной остановки

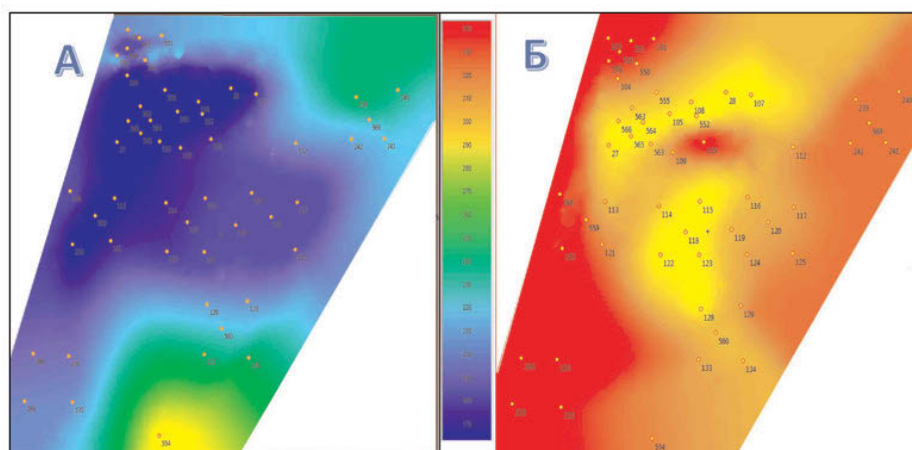


Рис. 4. Карты изобар по флюидоподводящей (А) и низкопроницаемой (Б) среде

указывает на то, что флюидоподводящая среда занимает небольшую часть объема всей баженовской толщи. Существенное различие в давлениях в двух сообщающихся средах объясняется тем, что приток из низкопроницаемой толщи (среды с высоким давлением) во флюидоподводящую среду не компенсирует отбор из скважин.

Сопоставление замеров давлений с геофизическими данными позволило определить, какая из сред вскрыта в каждой скважине. Это позволило построить для всего опытного участка карты изобар отдельно по каждой среде. Из рис. 4 видно, что области пониженных пластовых давлений в обеих средах по площади совпадают. Но перепад давления между средами при этом составляет 10–12 МПа.

Проведем оценочные расчеты соотношения объемов отобранной нефти на Салымском месторождении из флюидоподводящей среды (пласт 1) и низкопроницаемой среды (пласт 2), питающей флюидоподводящую. Решим эту задачу сначала в общем виде.

На месторождении имеется n_1 скважин 1 группы, вскрывших единым фильтром пласты 1 и 2, и n_2 скважин 2 группы, вскрывших только пласт 2. За весь период опытно-промышленной эксплуатации из скважин 1 группы отбор нефти составил Q_1 , из скважин 2 группы – Q_2 . В процессе разработки при упругом режиме среднее пластовое давление снизилось в пласте 1 на Δp_1 , в пласте 2 – на Δp_2 , причем давление в пласте 1 стало ниже, чем в пласте 2. Начальные пластовые давления были одинаковыми. За счет сформировавшегося между пластами перепада давления возникли перетоки из пласта 2 в пласт 1. Необходимо определить, сколько нефти отобрано отдельно из каждого пласта и сколько перетекло ее из пласта 2 в пласт 1, т.е. из низкопроницаемой среды в высокопродуктивную флюидоподводящую среду.

Для решения поставленной задачи составим уравнения изменения упругого запаса отдельно в каждой среде. В процессе опытно-промышленной эксплуатации давление в пласте постоянно превышало давление насыщения, поэтому весь отобранный из пласта объем нефти получен только за счет объемной упругости пласта и насыщающей его нефти. Поэтому можно для каждой среды записать:

$$V_1 = F_1 h_1 \beta^* \Delta p_1; \quad (4)$$

$$V_2 = F_2 h_2 \beta^* \Delta p_2, \quad (5)$$

где V_1, V_2 – объем нефти, отобранный из пласта соответственно 1 и 2; F_1, F_2 – площадь дренирования, т.е. площадь, на которую распространилось снижение давления, пласта соответственно 1 и 2.

Из рис. 4 видно, что основное дренирование низкопроницаемой толщи происходит не за счет скважин, вскрывающих эту среду, а за счет перетоков по всей площади контакта в нижележащую флюидоподводящую среду. Следовательно, можно принять $F_1 = F_2$.

Следует отметить, что формулы (1) и (2) описывают изменение упругого запаса пласта за какой-то период времени в пределах определенной площади, на границе которой давление равняется начальному. Таким образом, пласт принимается на каждый момент времени ограниченным с постоянным давлением на границе. Поэтому приведенные ниже расчеты являются сугубо оценочными.

Принимая $F_1 = F_2$, получим

$$V_2/V_1 = [h_2 \beta_2^*/(h_1 \beta_1^*)](\Delta p_1/\Delta p_2). \quad (6)$$

Фильтрационные параметры определяются при обработке КВД по модели двойной проницаемости.

Для получения второго уравнения, связывающего неизвестные V_1 и V_2 , используем то, что сумма объемов нефти Q , отобранной из пластов 1 и 2, равна количеству нефти, добытой из 1 и 2 групп скважин:

$$V_1 + V_2 = Q_1 + Q_2 = Q. \quad (7)$$

Из решения системы уравнений (6) и (7) следует

$$V_2 = \alpha(Q_1 + Q_2)/(1 + \alpha); \quad (8)$$

$$V_1 = (Q_1 + Q_2)/(1 + \alpha). \quad (9)$$

Текущие пластовые давления $p_1 = 20$ МПа; $p_2 = 31$ МПа, средневзвешенные по площади, найдены по картам изобар, построенным отдельно для каждой среды (см. рис. 4). Начальное пластовое давление $p_0 = 45$ МПа принято одинаковым для обеих сред. Тогда $\Delta p_1 = 25$ МПа; $\Delta p_2 = 14$ МПа. На основании анализа результатов гидродинамических и геофизических исследований и промысловых данных в пределах опытного участка $n_1 = 22$; $n_2 = 22$, $Q_1 = 1,5$ млн. м³; $Q_2 = 177$ тыс. м³. В результате расчета получаем, что $V_2 = 1160$ тыс. м³; $V_1 = 520$ тыс. м³, переток из пласта 2 в пласт 1 $V_{2 \rightarrow 1} = 800$ тыс. м³. Таким образом, собственно из пласта 1 за все время опытно-промышленной эксплуатации (до 01.09.84 г.) получено 30 % всего отбора с опытного участка. Из всего количества нефти, отобранного из низкопроницаемой среды, 360 тыс. м³ было добыто скважинами обеих групп за счет притока к ним непосредственно по пласту 2, а остальные 800 тыс. м³ перетекли во флюидоподводящую и были отобраны из скважин 1 группы.

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что на Салымском месторождении значительная часть нефти отбирается из низкопроницаемой среды, причем большая часть этого количества получена за счет перетоков из низкопроницаемой среды во флюидоподводящую.

Таким образом, из результатов гидродинамических исследований скважин, вскрывших отложения баженовской свиты, следует, что пласт-коллектор представляет собой систему, состоящую из сообщающихся между собой высокопроницающей среды малого объема и низкопроницаемой среды большого объема. Основные объемы нефти отбираются из низкопроницаемой среды.

Список литературы

1. *Уточнение гидродинамической модели залежи и коллектора на Салымском месторождении* / И.Д. Умрихин, С.Г. Вольпин, О.В. Ломакина [и др.] // Геология нефти и газа. – 1988. – № 1. – С. 52–57.
2. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis. V 5.20.01. – Kappa Engineering, 2018. – 757 p.
3. *Определение гидродинамической модели залежи и типа коллектора Салымского месторождения* / И.Д. Умрихин, С.Г. Вольпин, Н.И. Днепровская [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 6. – С. 33–38.
4. РД 39-0147035-234-88. Методическое Руководство по гидродинамическим исследованиям сложнопостроенных залежей, / И.Д. Умрихин, Н.И. Днепровская, С.Г. Вольпин, [и др.]. – М., 1988.

Закономерности в пространственной ориентации и положении флюидопроводящих естественных трещин в окрестностях крупных разломов

Н.В. Дубиня¹, к.ф.-м.н.

¹Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН

Адрес для связи: Dubinya.NV@gmail.com

Ключевые слова: трещиноватые карбонатные коллекторы, трехмерное геомеханическое моделирование, критически напряженные трещины

Рассмотрена проблема моделирования трещиноватости, развивающейся в карбонатных породах в окрестности крупного разлома. Рассмотрено влияние разлома на основные закономерности, наблюдаемые в тенденциях изменения предпочтительной пространственной ориентации и положении естественных трещин. Отдельное внимание уделено возможности выделения из всего множества трещин флюидопроводящих. Такое выделение выполнено на основании используемой в геомеханических исследованиях гипотезы о наличии связи по критически напряженным и флюидопроводящим трещинам.

Представлен алгоритм, согласно которому результаты трехмерного геомеханического моделирования могут быть использованы для определения относительного количества флюидопроводящих трещин и их предпочтительной пространственной ориентации. При использовании этого алгоритма параметры напряженного состояния напрямую пересчитаны в возможные значения азимутов и углов наклона тех трещин, которые являются флюидопроводящими при текущем напряженном состоянии.

Работа предложенного алгоритма проказана на ряде синтетических моделей коллекторов, характеризующихся наличием крупного разлома. Исследовано, каким образом пространственная ориентация разлома и его геодинамический тип влияют на тенденции изменения предпочтительной пространственной ориентации и расположения флюидопроводящих трещин по мере приближения к разлому. Показано, как по мере приближения к разлому увеличивается количество трещин, являющихся флюидопроводящими, а их предпочтительная пространственная ориентация оказывается напрямую связанной с ориентацией разлома относительно направлений действия тектонических напряжений. При этом установлено, что разломы различных типов по-разному влияют на закономерности пространственной ориентации и положения трещин. Полученные результаты находятся в соответствии с результатами аналогичных работ, выполненных для одного из нефтегазовых месторождений России.

Представленный в работе алгоритм использования результатов геомеханического моделирования для построения модели трещиноватости с возможностью выделения флюидопроводящих трещин существенно расширяет возможности геомеханики для решения задач оптимизации разработки трещиноватых коллекторов. Выявленные закономерности развития зон трещиноватости позволяют уточнить преимущественные направления фильтрации в таких коллекторах, что ведет к последующему повышению качества гидродинамической модели.

Tendencies in hydraulically conductive natural fractures' spatial orientations and distribution in vicinities of major faults

N.V. Dubinya¹

¹Schmidt Institute of Physics of the Earth RAS, RF, Moscow

E-mail: Dubinya.NV@gmail.com

Keywords: fractured carbonate reservoir rock, 3D geomechanical modeling, critically stressed fractures

The article is devoted to the problem of modeling the fractures emerging in carbonate rocks in vicinity of a major fault. The influence of the fault on the main tendencies in preferable spatial orientation and distribution of natural fractures is considered. The possibility of distinguishing hydraulically conductive fractures among all the variety of fractures is particularly studied. Such a distinction is carried out based on the hypothesis of a relationship between hydraulically conductive and critically stressed natural fractures, used in geomechanical studies.

An algorithm for using the results of three-dimensional geomechanical modeling may be used for determining the relative amount of hydraulically conductive fractures and their preferable spatial orientation is presented in the paper. According to this algorithm, the stress state parameters are directly used to calculate the possible values of azimuthal and dip angles of fractures, which are hydraulically conductive under the current stress state.

The effectiveness of the suggested algorithm is demonstrated for an array of synthetic models of reservoirs with a major fault in presence. The effect of the fault's spatial orientation and geodynamic type on the tendencies of changes in preferable spatial orientation and distribution of hydraulically conductive fractures while approaching the fault is particularly studied. It is shown, that as long as distance to the fault decreases, the relative amount of hydraulically conductive fractures increases, while their preferable spatial orientation appears to be closely related to fault's spatial orientation with respect to the directions of principal tectonic stresses. It is also shown that faults of varied type have different effects on tendencies in spatial orientations and distribution of hydraulically conductive fractures. The obtained results appear to be in a good agreement with the results of analogous studies carried out for one Russian oil field.

The proposed algorithm of using the results of geomechanical modeling for constructing a fracture model with a possibility of distinguishing hydraulically conductive fractures broadens the possibilities of geomechanics for increasing the efficiency of fractured reservoirs' development. The found tendencies of fracture zones' dynamics make it possible to increase the accuracy of forecasting the preferable filtration directions, increasing the quality of hydrodynamic model.

В статье рассмотрена проблема эффективной разработки месторождений углеводородов, в которых насыщенные породы характеризуются развитой естественной трещиноватостью. В таких коллекторах именно системы естественных трещин вносят значительный вклад в эффективные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора, поскольку обеспечивают каналы фильтрации. Однако не любая единичная естественная трещина способна проводить флюид: для того, чтобы трещина могла служить каналом фильтрации, флюид должен быть способен двигаться между берегами трещины, а трещина неизбежно должна быть связана с другими трещинами. Только при выполнении этих двух условий единичная трещина будет вносить существенный вклад в фильтрационные свойства. Как результат, для того, чтобы наиболее корректно прогнозировать разработку трещиноватых коллекторов, необходимо не только использовать данные различных

исследований (сейсмических, геофизических (ГИС)) и результаты лабораторных экспериментов на керновом материале для поиска зон развитой трещиноватости, но и иметь возможность разделять трещины на флюидопроводящие и не флюидопроводящие. В данной статье поиск решения этой задачи осуществлен с помощью подходов геомеханики месторождений, в частности, к изучению напряженно-деформированного состояния коллектора.

С позиций геомеханики разделение трещин на флюидопроводящие и не флюидопроводящие выполняется с использованием понятия критически напряженных трещин. Критически напряженной называется такая трещина, на поверхности которой действует касательное напряжение, достаточно большое, чтобы вдоль ее поверхности был возможен сдвиг. Для отнесения трещины к классу критически напряженных необходимо знать коэффициент трения породы, нормальное и касательное напряжения, действующие на поверхности трещины, которые, в свою очередь, могут быть определены, если известны компоненты тензора напряжений, действующих в окрестности трещины, и ее пространственная ориентация. Впервые концепция критически напряженных трещин предложена в работе [1], в которой рассмотрена скважина с высоким качеством записи результатов ГИС и высокой достоверностью построенной геомеханической модели. Авторы разделили трещины на критически напряженные и не критически напряженные, после чего было обнаружено, что подавляющее большинство критически напряженных трещин являются флюидопроводящими (флюидопроводимость определена с помощью расширенного комплекса ГИС в той же скважине) и наоборот. Как результат, была сформулирована следующая гипотеза: трещины, являющиеся критически напряженными в текущем напряженном состоянии, имеют тенденцию быть также и флюидопроводящими, и наоборот. Эта гипотеза нашла подтверждение на разных объектах [2–7] и в настоящее время иногда используется следующим образом. На основании данных ГИС строятся одномерные геомеханические модели, содержащие профили компонент тензора напряжений вдоль скважины, которые используются для прогноза положения зон развитой трещиноватости, содержащих критически напряженные и, соответственно, флюидопроводящие трещины [8, 9]. В работе [10] показано, каким образом аналогичная задача может быть решена в трехмерной постановке на основании результатов трехмерного геомеханического моделирования и данных сейсмических исследований. Полученные в результате выполнения геомеханического моделирования кубы напряжений могут быть использованы для того, чтобы определить возможные пространственные ориентации и относительную плотность флюидопроводящих трещин в каждом элементе расчетной геомеханической модели. Эти параметры флюидопроводящих трещин далее применяются для петроупругого моделирования и построения динамической модели трещиноватости, позволяющей прогнозировать развитие зон флюидопроводящей трещиноватости при разработке месторождения. В процессе выполнения работы [10], проводившейся для конкретного месторождения, обнаружены опре-

деленные закономерности в пространственной ориентации и положении флюидо-проводящих трещин по мере приближения к крупным разломам. В то же время эти закономерности различались для разных разломов. В данной статье рассмотрены указанные различия. Ее целью является исследование закономерностей в пространственной ориентации и положении флюидо-проводящих трещин в окрестностях крупных разломов и выделение связей этих закономерностей со свойствами разломов и их пространственной ориентацией относительно направлений действия региональных напряжений.

Постановка задачи

Для того, чтобы отнести некоторую трещину к классу критически напряженных, необходимо, как было указано выше, определить параметры напряженного состояния в ее окрестности и ее пространственную ориентацию. Согласно работе [2] трещина является критически напряженной, если для нее выполняется неравенство $\tau_n \geq \mu \sigma_n$ (τ_n, σ_n – соответственно касательное и нормальное напряжение, действующее на поверхности трещины; μ – коэффициент трения пород, вмещающих трещину). Эти напряжения согласно работе [7] определяются как

$$\begin{cases} \sigma_n = \sigma_2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2) + n^2(\sigma_3 - \sigma_2), \\ \tau_n = \sqrt{\left(\frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2}\right)^2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2)(\sigma_1 - \sigma_3) - \left(\sigma_n - \frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2}\right)^2}, \end{cases} \quad (1)$$

где $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – соответственно наибольшее, промежуточное и наименьшее главное напряжение (сжимающие напряжения здесь и далее считаются положительными); l, n – косинус угла между нормалью к трещине и направлениями действия соответственно σ_1 и σ_3 .

Известные значения главных напряжений из выражения (1) можно подставить в условие критической напряженности трещины и получить условие

$$\frac{\sqrt{l^2(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + n^2(\sigma_2 - \sigma_3)^2 - (l^2(\sigma_1 - \sigma_2) + n^2(\sigma_3 - \sigma_2))^2}}{\sigma_2 + l^2(\sigma_1 - \sigma_2) + n^2(\sigma_3 - \sigma_2)} \geq \mu, \quad (2)$$

которое определяет все возможные значения направляющих косинусов l и n , которые задают пространственную ориентацию критически напряженных трещин по значениям главных напряжений σ_1, σ_2 и σ_3 и коэффициента трения. При известной пространственной ориентации главных осей тензора напряжений эти косинусы могут быть пересчитаны в азимутальные углы и углы падения трещин, которые являются критически напряженными в текущем поле напряжений.

Обычно для того, чтобы определить текущее поле напряжений, в рамках геомеханического моделирования решаются основные уравнения пороупругости – уравнения равновесия, условия совместности деформаций, реологические соотношения и уравнения фильтрации [11]. На практике существуют различные подходы к решению этой системы [12]. В данной статье используется расчет совмещенной системы уравнений геомеханики и гидродинамики с помощью метода конечных элементов по методике, описанной в работе [13]. В рамках этого подхода для создания геомеханической модели строится расчетная сетка, основанная на геологической модели. Каждый элемент сетки заполняется физико-механическими свойствами, на достаточно большом удалении от рассматриваемого объекта ставятся граничные условия на напряжения таким образом, чтобы обеспечить максимальное соответствие между результатами трехмерного моделирования и одномерными профилями напряжений вдоль опорных скважин. Далее выполняется поиск полей напряжений и деформаций, удовлетворяющих всем перечисленным выше уравнениям и граничным условиям.

Расчеты полей напряжений выполнены на синтетических моделях месторождений с разломами. Схема расчета показана на рис. 1 (вид сбоку). Вся расчетная область представляет собой прямоугольный параллелепипед с вертикальным сечением $GHIJ$, внутри которого расположена исследуемая залежь с сечением $ABCD$ с разломом сечением EF . На боковые стороны расчетной области действуют горизонтальные напряжения $\sigma_h(z)$ и $\sigma_H(z)$, линейно возрастающие с глубиной, вся модель подвержена действию вертикально направленной силы тяжести. Верхняя грань GH свободна от нагрузок (дневная поверхность), на нижней грани ставится условие отсутствия смещений в вертикальном направлении и поворотов вокруг горизонтальных осей. Предполагается, что рассматриваемые среды упругопластические, переход в пластическую область происходит при выполнении линейного критерия Кулона – Мора.

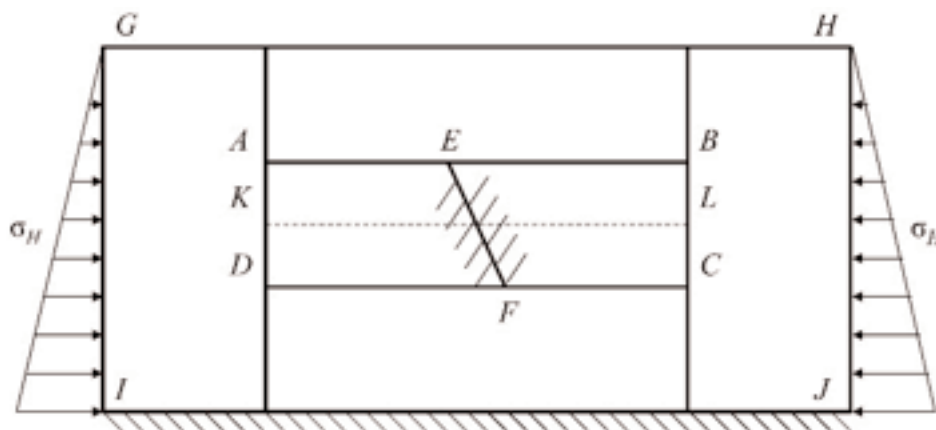


Рис. 1. Схема расчетной области для геомеханического моделирования

Разлом EF представляет собой произвольно ориентированную плоскость, вдоль которой может произойти скольжение, если напряжения, действующие поверхности разлома, удовлетворяют условию $\tau_n \geq \mu^* \sigma_n$ (μ^* – коэффициент трения на поверхности разлома, как правило, эта величина меньше, чем эффективный коэффициент трения в ненарушенной породе μ).

Граничные условия $\sigma_h(z)$ и $\sigma_H(z)$ обеспечивают то, что на глубине залегания залежи действуют горизонтальные напряжения σ_h и σ_H , а сила тяжести – вертикальное напряжение σ_V . Соотношение между этими величинами определяет геодинамический тип в регионе: условие $\sigma_V \geq \sigma_H \geq \sigma_h$ обеспечивает обстановку формирования сбросов, $\sigma_H \geq \sigma_V \geq \sigma_h$ – сдвигов, $\sigma_H \geq \sigma_V \geq \sigma_h$ – взбросов. При этом в первом случае образуются разломы, нормали к которым составляют с вертикалью углы около 60° , во втором – вертикальные разломы, а в третьем – разломы, нормали к которым составляют с вертикалью углы около 30° [14]. При этом если на достаточно большом удалении от разлома напряжения σ_V , σ_H и σ_h можно считать главными, то в окрестности разлома происходит искривление траекторий главных напряжений и пространственная ориентация направлений действия σ_1 , σ_2 и σ_3 оказывается связана с ориентацией разлома.

Рассмотрим расчет возможных пространственных ориентаций критически напряженных (и соответственно флюидопроводящих) трещин в окрестности разлома. Различные комбинации граничных условий – σ_V , σ_H и σ_h – обеспечивают разные текущие геодинамические режимы и разломы различной кинематики – сбросы, сдвиги и взбросы, соответствующие тектонической обстановке на момент своего образования. При этом исследуем, какие закономерности наблюдаются в пространственной ориентации и положении критически напряженных трещин при движении вдоль линии KL , проходящей через центр разлома (см. рис. 1).

Результаты математического моделирования

Расчеты напряженного состояния синтетической модели выполнены для различных комбинаций значений напряжений и пространственной ориентации разлома. Выбраны следующие типовые механические свойства пород: плотность – 2600 кг/м^3 , модуль Юнга – 20 ГПа , коэффициент Пуассона – $0,3$, коэффициент трения $\mu = 0,6$. Коэффициент трения на разломе $\mu^* = 0,2$. Граничные условия выбраны таким образом, чтобы обеспечивать на глубине залегания залежи на достаточном расстоянии от разлома главные напряжения $\sigma_1 = 70 \text{ МПа}$, $\sigma_2 = 30 \text{ МПа}$ и $\sigma_3 = 20 \text{ МПа}$. Пространственная ориентация разломов задавалась с помощью угла α между нормалью к разлому и направлением действия наибольшего главного напряжения. На рис. 2 показано, каким образом определялся угол α для разломов разных типов.

На рис. 3 приведены результаты расчета напряженного состояния для разлома сбросового типа в обстановке $\alpha = 60^\circ$, $\sigma_1 = \sigma_V$, $\sigma_2 = \sigma_H$, $\sigma_3 = \sigma_h$. Представлено сечение модели вертикальной плоскостью, содержащей направления действия σ_h и σ_V .

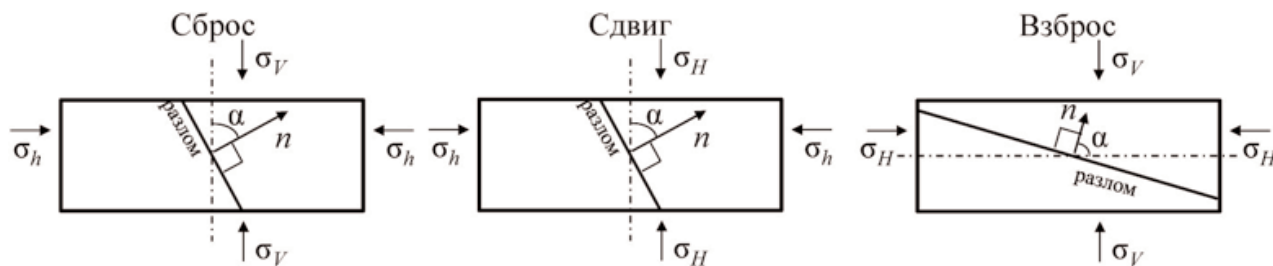


Рис. 2. Выбор угла α для определения пространственной ориентации разломов разных типов (n – нормаль к плоскости разлома)

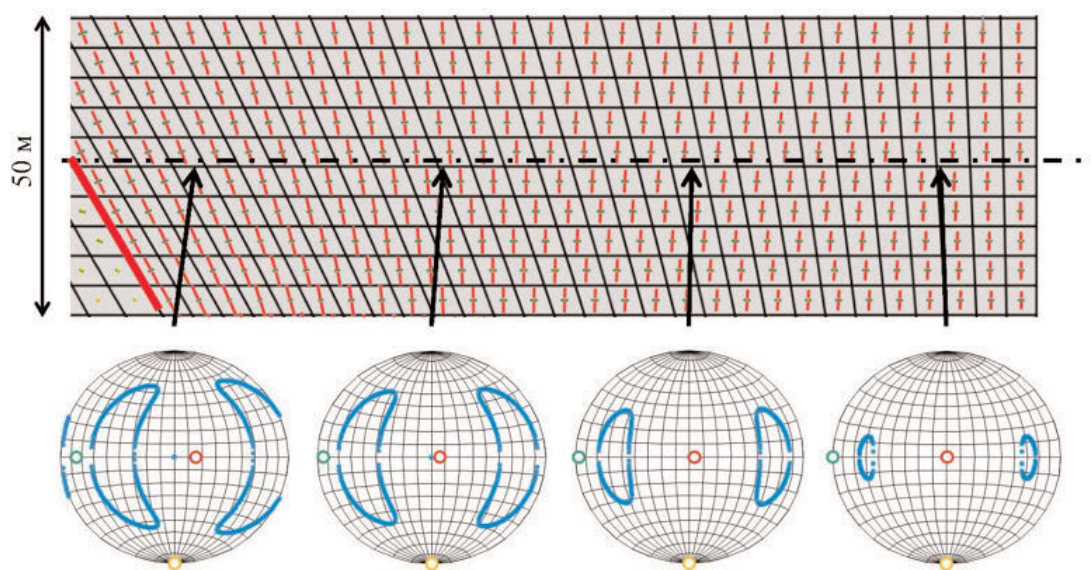


Рис. 3. Результаты расчета для разлома сбросового типа

В верхней части рис. 3 показана расчетная сетка и направления главных напряжений в каждом элементе: σ_1 – красным цветом, σ_2 – желтым и σ_3 – зеленым. Из рис. 3 видно, что по мере приближения к разлому, сечение которого выделено красным цветом, вертикальная ось становится все дальше от одной из главных осей тензора напряжений.

В нижней части рис. 3 представлены результаты анализа трещиноватости. Результаты трехмерного геомеханического моделирования – пространственные распределения главных компонент тензора напряжений – напрямую использованы для расчета возможных пространственных ориентаций критически напряженных трещин. Множество направляющих косинусов l и n нормалей к критически напряженным трещинам определяется по известным главным напряжениям согласно неравенству (2). Далее знание пространственной ориентации главных осей тензора напряжений позволяет пересчитать эти направляющие косинусы в углы падения и азимутальные углы критически напряженных трещин, которые, в свою очередь, используются для построения стереограмм, показанных в нижней части рис. 3. Для построения этих стереограмм использована равновеликая азимутальная про-

екция Ламберта (подробное описание перехода от угла падения и азимута к координатам на проекции можно найти в пособии [15]). Кругами отмечены направления действия главных напряжений: красным – максимальное главное напряжение σ_1 , желтым – промежуточное главное напряжение σ_2 , зеленым – минимальное главное напряжение σ_3 . Голубые точки ограничивают область, внутри которой находятся нормали к плоскостям, на которых выполняется неравенство (2), иными словами, область нормалей к критически напряженным и соответственно флюидопроводящим трещинам. Результаты представлены для четырех точек, расположенных вдоль направления действия σ_h и отдаленных от разлома на 10, 50, 100 и 150 м. На рис. 3 соответствующие стереограммы расположены слева направо.

Качественный анализ рис. 3 позволяет сделать два вывода. В первую очередь, видно, что по мере приближения к разлому преимущественная ориентация флюидопроводящих трещин изменяется вместе с направлениями главных напряжений. Действительно, преимущественный азимут трещин в данном случае остается постоянным, но диапазон возможных азимутов флюидопроводящих трещин расширяется по мере приближения к разлому. В свою очередь преимущественный угол наклона изменяется: из двух систем флюидопроводящих трещин у одной этот угол увеличивается, а у другой уменьшается, что приводит к несимметричному смещению области критически напряженных трещин на стереограмме. Вторым важным выводом заключается в том, что по мере приближения к разлому увеличивается относительное количество флюидопроводящих трещин. Наряду с тем, что результаты расчетов показывают рост накопленных пластических деформации по мере приближения к разлому (в соответствии с данными работы [10] это связано с интенсивностью трещиноватости и трещинной пористостью), это позволяет подтвердить расчетами естественное заключение об улучшенных ФЕС трещиноватых пород в окрестностях крупных разломов.

На рис. 4 показана зависимость относительного количества флюидопроводящих трещин от расстояния до разлома. Относительное количество флюидопроводящих

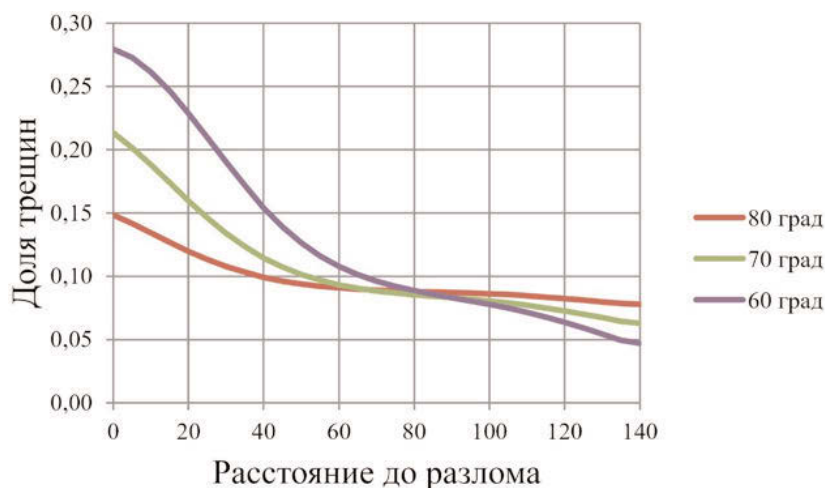


Рис. 4. Зависимость доли флюидопроводящих трещин от расстояния до разлома

трещин рассчитано как произведение доли критически напряженных трещин (площади области в пространстве $l - n$, для которой выполняется неравенство (2)) и накопленной пластической деформации, отнесенной к максимальному значению, полученному в окрестности разлома при расчете. Расчеты выполнены для набора пространственных ориентаций разлома (угла α на рис. 2). Из рис. 4 видно, что по мере приближения к разлому доля флюидопроводящих трещин существенно возрастает. При этом чем более вертикально ориентирована плоскость разлома, тем меньшее влияние он оказывает на количество флюидопроводящих трещин.

На рис. 5 и 6 показаны распределения флюидопроводящих трещин в окрестности соответственно сдвигового разлома и разлома взбросовой кинематики. Значения главных напряжений остаются теми же, что и для рис. 3, однако направления

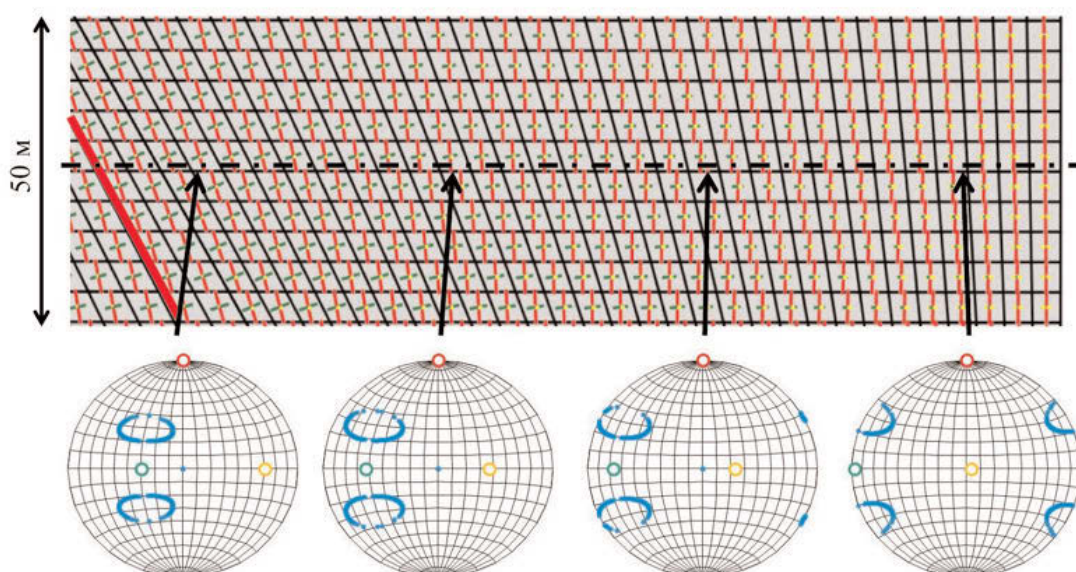


Рис. 5. Результаты расчета для разлома сдвигового типа

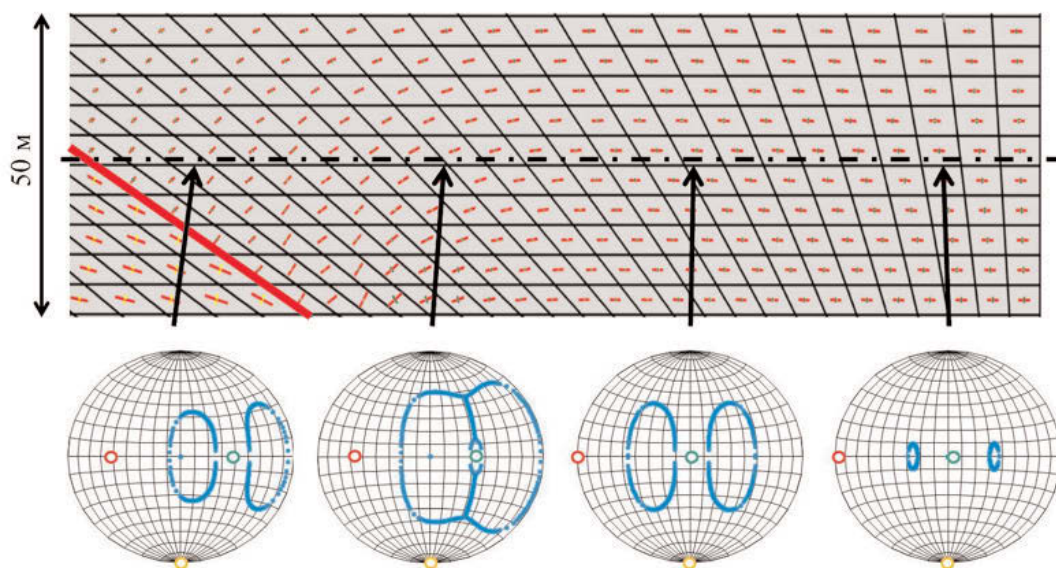


Рис. 6. Результаты расчета для разлома взбросового типа

их действия изменены. На рис. 5 реализуется обстановка сдвига: и максимальное, и минимальное главные напряжения действуют в горизонтальной плоскости. На рис. 6 показана обстановка взброса: максимальное главное напряжение действует в горизонтальной плоскости, минимальное направлено вертикально. В обоих случаях ориентация разлома относительно главных напряжений одинакова – угол $\alpha = 60^\circ$ в соответствии со схемой, показанной на рис. 2. Этот угол выбран на основании множества расчетов, аналогичных тем, результаты которых представлены на рис. 4: угол 60° обеспечивает наибольшее влияние разлома на особенности флюидопроводящих трещин. Этот результат обусловлен выбором коэффициента трения ненарушенной породы $\mu = 0,6$. Коэффициент трения может быть определен как тангенс угла внутреннего трения, величина 0,6 соответствует углу 30° . В свою очередь угол внутреннего трения 30° приводит к образованию разломов с нормалью именно под углом 60° к направлению действия максимального главного напряжения (см. рис. 2) [14]. В результате наибольшее влияние на флюидопроводящие трещины оказывает разлом, который образовался бы при текущих напряжениях, что подтверждается результатами расчетов, выполненных для конкретных месторождений [10]. Все обозначения рис. 3 сохранены.

Результаты расчетов показывают, что разломы данных типов также влияют на зоны развитой трещиноватости, рассматриваемые с позиций критически напряженных трещин, однако наблюдаются некоторые различия. Сдвиговый разлом незначительно меняет относительное количество флюидопроводящих трещин, однако достаточно сильно изменяет их пространственную ориентацию. В свою очередь взбросовый разлом очень сильно изменяет относительное количество флюидопроводящих трещин, однако максимальное влияние оказывает на некотором отдалении (около 50 м, см. рис. 6).

Представленные расчеты выбраны как достаточно типичные, свойства пород и тектоническая обстановка соответствуют некоторым усредненным условиям, наблюдаемым на глубинах 2–3 км.

Обсуждение результатов

Представленные в работе результаты расчетов, безусловно, не охватывают все многообразие физико-механических свойств, тектонических обстановок и пространственных ориентаций разломов. Тем не менее, поскольку выбраны достаточно представительные условия, можно утверждать, что полученные результаты позволяют сделать некоторые выводы о тенденциях в пространственной ориентации флюидопроводящих трещин и их распределении, следующих из использования гипотезы о наличии связи между критически напряженными и флюидопроводящими трещинами.

В первую очередь необходимо отметить, что разлом влияет как на относительное количество флюидопроводящих трещин, так и на их пространственную ориентацию. По мере приближения к разлому растет доля критически напряженных

трещин, а их пространственная ориентация оказывается тесно связанной с пространственной ориентацией самого разлома.

В то же время наблюдаемые закономерности существенно зависят от тектонических условий и типа самого разлома. Обнаружены следующие типовые особенности: разломы сдвигового типа относительно слабо влияют на долю флюидопроводящих трещин, но заметно изменяют их предпочтительную пространственную ориентацию; разломы сбросового и взбросового типов сильно влияют как на пространственную ориентацию, так и на относительную долю трещин, причем влияние разлома взбросового типа на долю флюидопроводящих трещин максимально на некотором отдалении от самого разлома.

Полученные результаты свидетельствуют о возможности геомеханического моделирования для повышения эффективности разработки трещиноватых коллекторов. Результаты, представленные в данной работе, могут быть использованы для анализа трендов развития трещиноватости в окрестностях разломов на качественном уровне. Для получения достоверных прогнозов предпочтительной пространственной ориентации и положения флюидопроводящих трещин на конкретных объектах следует все же рекомендовать проведение полноценного трехмерного геомеханического моделирования. Необходимо отметить, что проведение четырехмерного геомеханического моделирования позволит прогнозировать не только исследуемые параметры флюидопроводящих трещин, но и изучить динамику их изменения в процессе разработки месторождения.

Список литературы

1. Barton C.A., Zoback M.D., Moos D. Fluid flow along potentially active faults in crystalline rocks // *Geology*. – 1995. – V. 23. – No. 8. – P. 683–686.
2. *In situ* stress and fracture permeability along the Stillwater fault zone, Dixie Valley, Nevada / S.H. Hickman, C.A. Barton, M.D. Zoback [et al.] // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences Abstracts*. – 1997. – V. 34. – P. 3–4.
3. Townend J., Zoback M.D. How faulting keeps the crust strong // *Geology*. – 2000. – V. 28. – No. 5. – P. 399–402.
4. Rogers S. Critical stress-related permeability in fractured rocks. Fracture and *in situ* stress characterization of hydrocarbon reservoirs // *Geological Society, London, Special Publications*. – 2002. – V. – 209. – P. 7–16.
5. Ligtenberg J.H. Detection of fluid migration pathways in seismic data: implications for fault seal analysis // *Basin Research*. – 2005. – V. 17. – P. 141–153.
6. *The role of stress history on the flow of fluids through fractures* / S. Sathar, H.J. Reeves, R.J. Cuss, J.F. Harrington // *Mineralogical Magazine*. – 2012. – V. 76. – No. 8. – P. 3165–3177.
7. *Prediction of Physical-Mechanical Properties and In-Situ Stress State of Hydrocarbon Reservoirs from Experimental Data and Theoretical Modeling* / N. Dubinya, S. Tikhotsky, I. Bayuk [at al.] // *SPE-187823-MS*. – 2017.
8. Bisdom K., Bertotti G., Nick H.M. A geometrically based method for predicting stress-induced fracture aperture and flow in discrete fracture networks // *AAPG Bulletin*. – 2016. – V. 100. – No. 7. – P. 1075–1097.
9. Schwab D.R., Bidgoli T.S., Taylor M.H. Characterizing the Potential for Injection-Induced Fault Reactivation Through Subsurface Structural Mapping and Stress Field Analysis, Wellington Field,

Sumner County, Kansas // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 2017. – V. 122. – P. 10, 132–10, 154.

10. *Localization and Characterization of Hydraulically Conductive Fractured Zones at Seismic Scale with the Help of Geomecha* / N. Dubinya, I. Bayuk, S. Tikhotskiy, O. Rusina // 80th EAGE Conference and Exhibition 2018. EAGE Extended Abstracts

11. *Coussy O. Poromechanics*. – John Wiley & Sons Ltd, 2004. – 315 p.

Coussy, 2004

12. *Kim J. Sequential Method for Coupled Geomechanics and Multiphase Flow: PhD Thesis*, 2010. – 274 p.

13. *Dubinya, N., Lukin, S., Chebyshev I. Two-Way Coupled Geomechanical Analysis of Naturally Fractured Oil Reservoir's Behavior Using Finite Element Method* // SPE-176631-MS. – 2015.

14. *Anderson E.M. The Dynamics of Faulting and Dyke Formation with Applications to Britain*. – Edinburgh, Oliver and Boyd, 1951. – 206 p.

15. *Snyder J.P. Map Projections: A Working Manual*. – U.S. Geological Survey, 1987. – 397 p.

Доманиковые отложения как потенциальный объект нефтедобычи и источник восполнения ресурсной базы Республики Татарстан

В.В. Емельянов¹, к.т.н.

¹НГДУ «Прикамнефть» ПАО «Татнефть»

Адрес для связи: zgeo_pn@tatneft.ru

Ключевые слова: доманик, битумоиды, органическое вещество, вертикальная миграция, залежи нефти, оценка ресурсов, аккумуляционная система

Статья посвящена проблеме нефтеносности пород доманиковой фации на территории Республики Татарстан. Породы доманиковой фации следует рассматривать в качестве аккумуляционной или аккумуляционно-генерационной системы, нефтяные залежи которой сформировались за счет нефтяных систем, генерированных в иных источниках. Показано, что необходимы новые методики поиска, позволяющие оперативно оценивать содержание миграционных углеводородов. Анализ площадного распространения миграционных углеводородов позволит локализовать каналы миграции нефти.

Domanic deposits as a potential oil production target and a source of replenishment of the resource base of the Republic of Tatarstan

V.V. Emelianov¹

¹Oil and Gas Production Department Prikamneft, Tatneft PJSC, RF, Elabuga

E-mail: zgeo_pn@tatneft.ru

Keywords: Domanic formation, organic matter, bitumen, vertical oil migration, oil deposits, resources assessment, accumulation system

The article highlights the problem of oil bearing of the Domanic Formation within the territory of the Republic of Tatarstan. The rocks of the Domanic facies should be considered as accumulation or accumulation-generation system, oil deposits of which were formed due to oil systems generated in other sources. New methods of search are needed that allow us quickly assess the content of migratory hydrocarbons and syngenetic organic matter. An analysis of the spatial distribution of migratory hydrocarbons will allow localizing oil migration channels.

В условиях высокой выработанности основных крупных месторождений и значительного пробуренного фонда скважин одним из путей повышения прибыли является ввод в разработку запасов нефти нетрадиционных коллекторов, в том числе низкопроницаемых в доманиковых отложениях, которые ранее классифицировались как неколлекторы. О нефте- и битумонасыщенности доманиковых отложений (рис. 1) было известно уже с начала нефтеразведки на территории Татарстана, однако детально они никогда не изучались и считались нефтематеринской толщей, способной при определенных условиях генерировать нефть. ПАО «Татнефть», в том числе НГДУ «Прикамнефть», имеет на балансе запасы нефти, относящиеся к доманиковой формации. Однако эти запасы в основном относятся к традиционным, и налоговые льготы на них не распространяются. На северо-востоке Республики Татарстан перспективными являются доманикиты мендымского, доманикового, а также саргаевского горизонтов. Нефть на участках, где были получены притоки, относится к категории легких, что скорее всего связано с тектонической деятельностью и прогревом толщи.

В рамках программы опытно-промышленных работ 2016–2017 гг. по выявлению и разработке залежей нефти доманиковых отложений ПАО «Татнефть» в 9 экспериментальных скважинах апробировано и отработано применение различных методов стимуляции пластов. В 4 скважинах получены промышленные притоки нефти, другие находятся в освоении в связи с малыми притоками. Одна залежь поставлена на государственный баланс по льготной налоговой ставке.

Открытыми остаются вопросы поиска нетрадиционных залежей данного типа и генезиса нефти [1–5]. В настоящее время установлено, что основным фактором

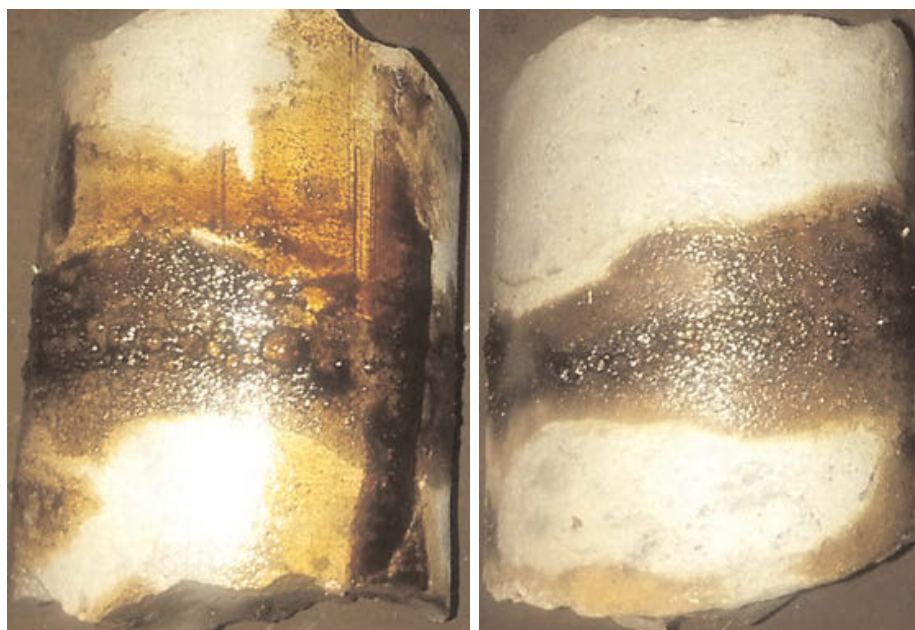


Рис. 1. Следы нефтенасыщенности в образцах керна, отобранных из саргаевского горизонта

при накоплении нефти и формировании залежей является температурный показатель, который для месторождений Татарстана в разы меньше, чем для таких аналогов, как сланцевые отложения в США и баженинты.

Для поиска закономерностей распространения залежей собрана и проанализирована имеющаяся исходная информация о скважинах Бондюжского месторождения, где были получены притоки нефти. Проведено геологическое моделирование. Для залежи саргаевского горизонта построены структурная карта, карты предполагаемых продуктивных толщин и распределения различных характеристик пласта (рис. 2). В результате выполненных работ сделан вывод о перспективности разработки карбонатных коллекторов саргаевского горизонта на северо-востоке Республики Татарстан. Перспективными для испытания и ввода в разработку являются северный и центральный блок Бондюжского месторождения.

За большой период изучения доманиковых отложений накоплен значительный фактический материал, обобщение и переинтерпретация которого с применением современных технологий позволят понять природу феномена и перейти к научно-обоснованному прогнозированию, оконтуриванию и освоению продуктивных зон.

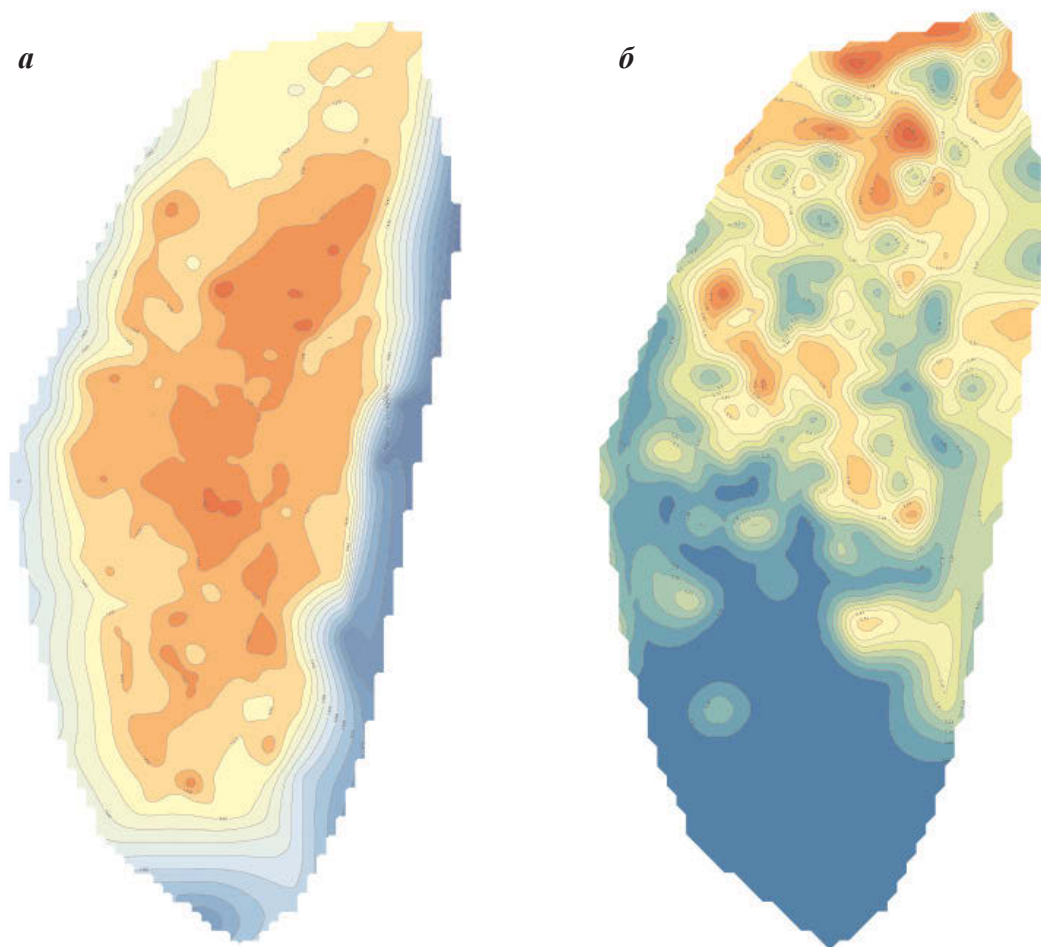


Рис. 2. Структурная карта (а) и карта изопахит (б) саргаевского горизонта Бондюжского месторождения

Ожидаемые результаты позволят сконцентрировать геолого-разведочные работы на перспективных участках с улучшенными фильтрационными свойствами и, следовательно, повышенным добычным потенциалом скважин. Кроме того, будут геологически обоснованы технологические решения по эффективному освоению доманиковых отложений.

Список литературы

1. *Емельянов В.В.* Перспективы прироста запасов нефти в РТ за счет открытия возвратных горизонтов в косьвинско-радаевских клиноформах // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 3 (42). – С. 28–30.
2. *Перспективы* прироста запасов нефти на месторождениях НГДУ «Прикамнефть» за счет возвратных горизонтов в косьвинско-радаевских отложениях / В.В. Емельянов, И.Г. Газизов, А.Д.Салихов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 64–68.
3. *К вопросу* о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти / С.Б. Остроухов, И.Н. Плотникова, Ф.Ф. Носова [и др.] // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 1. – С. 52–58. – DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.9>
4. *Миграционный* аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана/ И.Н. Плотникова, С.Б. Остроухов, А.А. Лаптев [и др.] // Георесурсы. – 2017. – Т. 19. – № 4. – С. 348–355. – DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>
5. *Потенциал* прироста запасов нефти на юго-востоке Северо-Татарского свода и геохимические критерии выявления таких перспективных зон / С.Б. Остроухов, Ф.Ф. Носова, И.Н. Плотникова [и др.] // Георесурсы. – 2015. – № 3(62). – С.10–16.

Применение мультискважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики*

П.В. Крыганов¹, к.т.н., И.В. Афанаскин¹, к.т.н., С.Г. Вольпин¹, к.т.н.

¹Федеральный научный центр Научно-исследовательский институт системных исследований РАН

Работа выполнена при поддержке Программы ФНИ государственных академий наук на 2013–2020 гг., проект № 0065-2019-0019.

Адреса для связи: kryganov@mail.ru, ivan@afanaskin.ru, sergvolpin@gmail.com

Ключевые слова: функция влияния, функция самовлияния, мультискважинная деконволюция, гидродинамические исследования скважин

Важной проблемой при проведении численного гидродинамического моделирования является увеличение достоверности исходных данных, в частности информации о межскважинных свойствах пласта. Наиболее информативными исследованиями в рамках изучения свойств межскважинного пространства коллектора являются гидродинамические исследования скважин. Для изучения межскважинных свойств пласта при интерпретации продолжительных кривых изменения давления, зарегистрированных датчиками ТМС, необходимо учитывать работу соседних скважин и высокую зашумленность данных. Для решения этих вопросов в данной статье использована мультискважинная деконволюция с целью изучения всех составляющих кривой изменения давления. Мультискважинная деконволюция позволяет выделить конкретную реакцию на изменение режима работы той или иной скважины и обработать ее традиционными способами; дает возможность оценить и учесть влияние шумов на кривую давления, а также такой подход существенно упрощает обработку кривой.

Предложен новый подход к построению функции самовлияния и функций влияния: представление их в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте. Влияние ствола скважины представлено в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня четвертой степени, линейный поток – в виде квадратного корня, радиальный поток – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции. При таком подходе коэффициенты функций влияния и самовлияния представлены линейно, поэтому для их определения можно применять метод Ньютона. Данный способ апробирован при использовании кривой забойного давления, полученной путем моделирования. Достигнуто хорошее совмещение смоделированной и деконволюированной кривых забойного давления. Показано, что заданные при моделировании и определенные при обработке кривых самовлияния и взаимовлияния параметры пласта практически совпали, что характеризует предлагаемый подход как высокоэффективный.

*По материалам доклада в журнале «Нефтяное хозяйство» опубликована статья:

Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Юдин В.А. Новый подход к мультискважинной деконволюции при гидродинамических исследованиях скважин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 100–103. – DOI:10.24887/0028-2448-2019-7-100-103

Multiwell deconvolution application in the inverse solution of underground hydrodynamics

P.V. Kryganov¹, I.V. Afanaskin¹, S.G. Volpin¹

¹Scientific Research Institute of System Development of the RAS, RF, Moscow

E-mail: kryganov@mail.ru, ivan@afanaskin.ru, sergvolpin@gmail.com

Keywords: influence function, self-influence function, multiwell deconvolution, welltest

Increasing the reliability of the initial data is an important problem in the numerical hydrodynamic modeling in particular properties of cross-hole space. Welltests are the most informative studies in the testing of the properties of reservoir cross-hole space. Producing of adjacent wells and high noise data should be taken into account to study of reservoir cross-hole space when interpreting long pressure curves registered by sensors of telemetry. In this article multiwell deconvolution was involved in order to solve these problems for the sake of all the components pressure curve research. Multiwell deconvolution allows to select a specific reaction to a change this or other well operation processes of a particular well and to obtain interpretation it in traditional methods. When using multiwell deconvolution opportunity appears to evaluate and to take account of noise effect on the pressure curve. In addition this approach greatly simplifies the interpreting of the curve since it allows to more easily and reliably diagnose the interpretative reservoir model.

A new approach to the construction of the self-influence function and influence functions is proposed namely their representation as the sum of the elementary functions that characterize individual filtration modes in the reservoir. The influence of the wellbore storage is represented as an exponent, the bilinear flow is in the form of a fourth root, the linear flow is in the form of a square root, the radial flow is in the form of a logarithm, the influence of boundaries is in the form of a linear function. With this approach, the coefficients of the functions of influence and self-influence are represented linearly, so the Newton method can be used to determine them. This method was tested using the synthetic pressure curve. When achieving a good fit of simulated and deconvoluted pressure curves, it was found that the given in the simulation and received in the interpreting of synthetic and deconvoluted pressure curves parameters of the reservoir were match almost identically so this proposed approach is very effective.

Геолого-гидродинамическое моделирование фильтрации в нефтяных пластах применяется как при проектировании разработки, так и при ее контроле и регулировании. Наибольшая необходимость и актуальность использования гидродинамического моделирования подтверждена на поздних стадиях разработки, в том числе для определения невыработанных участков и в рамках решения задач доизвлечения остаточных запасов нефти. Главной проблемой при проведении численного моделирования, среди множества других, является недостаток достоверных исходных данных, в частности, информации о межскважинных свойствах пласта.

Наиболее информативными в рамках изучения свойств межскважинного пространства коллектора являются гидродинамические исследования, в частности методом восстановления давления и методом гидропрослушивания. Однако доля таких методов в общем количестве исследований достаточно небольшая, так как в большинстве случаев для их применения необходимы остановки скважин, которых недропользователи стараются избегать по экономическим соображениям.

В ряде случаев в условиях недостатка информации может помочь анализ забойных давлений, регистрируемых с помощью датчиков ТМС, внедрение которых в комплекте с электроцентробежными насосами стало достаточно распространенным явлением. Однако на практике проблем, связанных с качеством исходных данных ТМС, еще достаточно много. Поэтому в настоящее время затруднительно называть датчики ТМС полноценными и стабильными источниками данных для дальнейшего анализа. Еще относительно недавние проблемы, связанные с низкой чувствительностью ТМС, сейчас все чаще решаются, что позволяет определить околоскважинные свойства пласта достаточно точно. В то же время для изучения межскважинных свойств пласта при интерпретации продолжительных кривых изменения давления необходимо учитывать работу соседних скважин и высокую зашумленность данных. Для решения этих вопросов в данной статье использована мультискважинная деконволюция с целью изучения всех составляющих кривой изменения давления и выделения полезного сигнала, связанного с соседними скважинами.

Мультискважинная деконволюция позволяет вычлнить конкретную реакцию на изменение режима работы той или иной скважины и обработать ее традиционными способами [1–3]. Одним из преимуществ данного подхода является то, что в процессе выделения кривая реагирования не связывается явным образом с какой-либо интерпретационной моделью, т.е. знание модели фильтрации для выделения реакции не требуется. Кроме того, при использовании мультискважинной деконволюции появляется возможность оценить и учесть влияние шумов на кривую давления. Такой подход также существенно упрощает обработку кривой, поскольку при известной функции влияния или самовлияния можно отдельно рассчитать реакцию на работу каждой возмущающей скважины с постоянным эквивалентным дебитом. Это позволяет построить гладкий диагностический график и, как следствие, проще и достоверно диагностировать интерпретационную модель пласта.

Отметим, что применение мультискважинной деконволюции для материалов гидродинамических исследований изучено как в зарубежных работах [4–7], так и отечественной литературе [1, 8–10]

Основы метода деконволюции при решении обратной задачи гидродинамики

Конволюция – это математическая операция, примененная к двум функциям f и g , порождающая третью функцию, которая может рассматриваться как модифицированная версия одной из первоначальных:

$$fg = w. \tag{1}$$

Обычно w – зарегистрированный сигнал, а f – сигнал, который требуется восстановить. Причем известно, что сигнал w получен путем свертки сигнала f с некоторым известным сигналом g . Если сигнал g неизвестен, то его необходимо оценить. Операцию свертки можно определить как «схожесть» одной функции с отраженной и сдвинутой копией другой. Иными словами, когда функцию f сворачивают с функцией g , происходит суммирование множества взвешенных на значения g смещенных копий функции f . Фактически конволюция является особым видом интегрального преобразования:

$$w(x) = f(x)g(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x-y)g(y)dy = \int_{-\infty}^{+\infty} f(y)g(x-y)dy. \quad (2)$$

В дискретном случае формула (1) записывается следующим образом:

$$w(x) = \sum_{y=0}^{\infty} f(x-y)g(y) = \sum_{y=0}^{\infty} f(y)g(x-y). \quad (3)$$

Рассматривая свертку для случая гидродинамических исследований добывающих скважин, запишем уравнение притока жидкости к скважине (при неустановившейся фильтрации сжимаемой жидкости в упругом пласте) во время работы одной скважины [4–8]:

$$p_w(t) = p_0 - q(t)g(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau)g(t-\tau)d\tau = p_0 - \int_0^t q(t-\tau)g(\tau)d\tau, \quad (4)$$

где p_w – забойное давление; p_0 – пластовое давление в момент времени $t = 0$; q – дебит скважины.

Деконволюция – это математическая операция, обратная свертке сигналов. Целью деконволюции является поиск решения уравнения свертки. Применительно к подземной гидродинамике определение функции самовлияния g по имеющимся замерам забойного давления p_w и дебита q называется деконволюцией.

Функция самовлияния g зависима как от модели пласта, так и от модели скважины. В случае вертикальной скважины в однородном бесконечном пласте уравнение притока жидкости (3) в дискретной виде [2]

$$p_w(t) = p_0 - 2,15 \frac{B\mu}{kh} \times \left\{ \sum_{j=1}^N [-(q_j - q_{j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + q_N \left[\lg\left(\frac{0,1k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,0923 + 0,8686S \right] \right\}, \quad (5)$$

где B – объемный коэффициент жидкости, м³/м³; μ – динамическая вязкость жидкости, мПа·с; k – проницаемость пласта, 10⁻³ мкм²; h – эффективная толщина, м;

j – номер режима работы скважины; N – число режимов работы скважины к моменту времени t ; ϕ – пористость; c_t – суммарная сжимаемость пласта и жидкости, МПа⁻¹; r_w – радиус скважины, м; S – скин-фактор.

В случае работы сразу нескольких скважин, влияющих друг на друга, уравнение притока после применения свертки имеет следующий дискретный вид:

$$p_{w,i}(t) = p_0 - q_i(t)g_i(t) - \sum_{l=1}^M q_l(t)g_{l,i}(t); l \neq i \quad (6)$$

или в интегральном виде

$$p_{w,i}(t) = p_0 - \int_0^t q_i(\tau)g_i(t-\tau)d\tau - \sum_{l=1}^M \int_0^t q_l(\tau)g_{l,i}(t-\tau)d\tau; l \neq i, \quad (7)$$

где индекс i соответствует исследуемой скважине, индекс l – окружающим ее и интерферирующим с ней скважинам; M – число скважин; g_i – функция самовлияния i -й скважины; $g_{l,i}$ – функция влияния скважины l на скважину i .

В работах [4, 6, 7] для определения функции самовлияния и функций влияния выражение (6) приведено в матрично-векторной форме. Авторами настоящей работы предлагается представлять функции g_i и $g_{l,i}$ в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте. Например, влияние ствола скважины представим в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня четвертой степени, линейный поток – в виде квадратного корня, радиальный поток – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции:

$$\begin{aligned} p_{w,i}(t) = & p_0 + a_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + b_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}}] + \\ & + c_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + d_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + \\ & + e_i \sum_{j=1}^N [-(q_{i,j} - q_{i,j-1})(t - t_{j-1})] + f_i q_{i,N} + \\ & \sum_{l=1}^M \left\{ a_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \exp(t - t_{j-1})] + b_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}}] + c_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}}] + \right. \\ & \left. + d_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \lg(t - t_{j-1})] + e_{l,i} \sum_{j=1}^N [-(q_{l,j} - q_{l,j-1})(t - t_{j-1})] + f_{l,i} q_{l,N} \right\}; l \neq i, \quad (8) \end{aligned}$$

где $a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i, a_{l,i}, b_{l,i}, c_{l,i}, d_{l,i}, e_{l,i}, f_{l,i}$ – коэффициенты (параметры) модели.

Забойное давление исследуемой скважины и дебиты всех скважин – известны. Метод наилучшего совмещения позволяет найти вышеуказанные коэффициенты, т.е. деконволюировать кривую забойного давления. При известных коэффициентах появляется возможность для выделения самовлияния i -й скважины и влияния на нее соседних скважин и дальнейшей обработки выделенных отдельных кривых изменения давления традиционными способами в стандартном программном обеспечении для интерпретации результатов гидродинамических исследований (например – Topaze и Saphir Kappa Engineering [3]). Обработка кривых позволяет определить фильтрационно-емкостные околоскважинные и межскважинные свойства пласта. Вышеуказанные коэффициенты функций влияния и самовлияния линейно представлены в уравнении (8), поэтому для их определения может использоваться метод Ньютона. Поскольку замеры дебита достаточно часто осуществляются со значительной погрешностью, при использовании деконволюции дебит может немного изменяться (модифицироваться) для того, чтобы получить хорошее совмещение расчетной и фактической кривых. При этом предпочтительным является вариант с минимальным изменением дебитов. Тогда минимизируемый функционал представляется в виде

$$\alpha \sum_{n=1}^{NM} (p_{w,i,n}^m - p_{w,i,n}^c)^2 + \beta \sum_{n=1}^{NM} (q_{i,n}^m - q_{i,n}^c)^2 + \gamma \sum_{l=1}^M \sum_{n=1}^{NM} (q_{l,n}^m - q_{l,n}^c)^2 \rightarrow 0; l \neq i, \quad (9)$$

где n – номер замера; NM – число замеров; m – замеренное значение; c – расчетное значение для забойного давления p_w и модифицированное значение для дебита q ; α, β, γ – весовые коэффициенты.

Применение мультискважинной деконволюции

Рассмотрим пример использования мультискважинной деконволюции для кривой забойного давления для случая работающей добывающей скважины. Для анализа возьмем смоделированную кривую давления с целью дальнейшего сравнения полученных результатов с параметрами пласта, использованными при гидродинамическом моделировании. Гидродинамическое моделирование кривой давления проведено в программе Saphir компании Kappa Engineering [3].

При моделировании были взяты три вертикальные добывающие скважины, работающие без остановок с переменным дебитом в однородном бесконечном пласте. Схема расположения скважин приведена на рис. 1. Приняты следующие исходные параметры: радиусы скважин – 0,1 м; толщина пласта – 10 м; пористость – 0,1; объемный коэффициент нефти – 1,1 м³/м³; вязкость нефти – 1 мПа·с; общая сжимаемость системы пласт – флюид – 4,3·10⁻⁴ МПа⁻¹; скин-факторы скважин – 0; начальное пластовое давление – 30 МПа; проницаемость – 30·10⁻³ мкм². Динамика переменных дебитов показана на рис. 2, б.

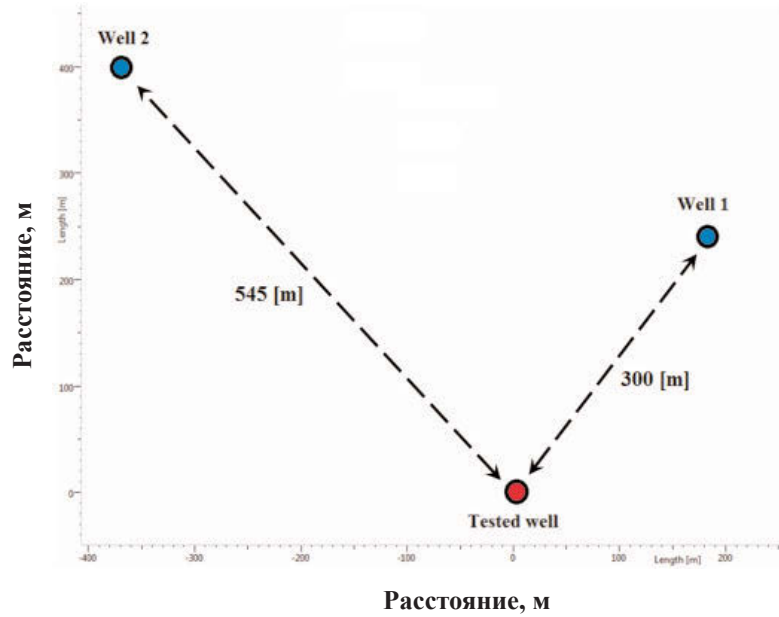


Рис. 1. Схема расположения скважин

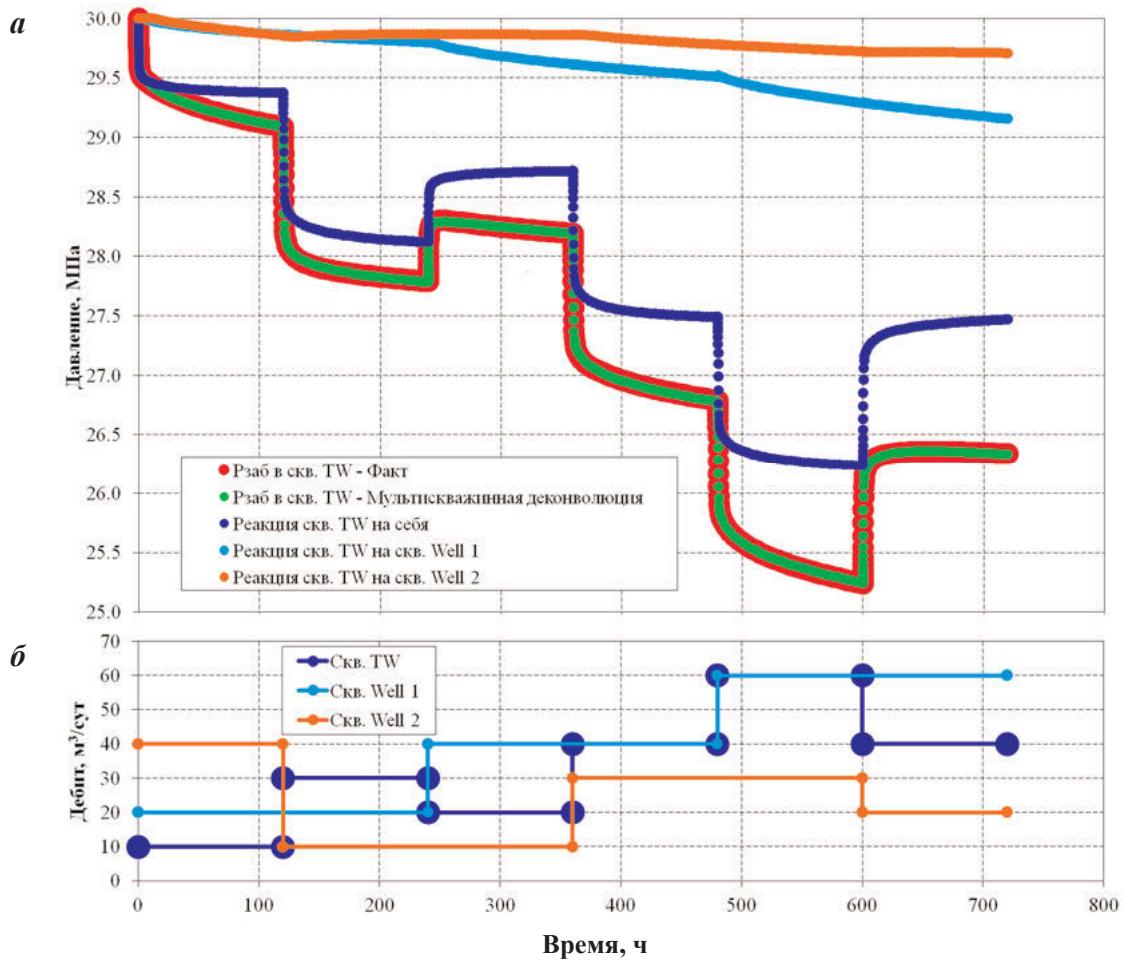


Рис. 2. Динамика давления (а) и дебитов (б) (выделены кривые реагирования)

Из рис. 2, *a* видно, что деконволюированная кривая практически полностью совпадает с «фактической». Среднеквадратичное отклонение составляет $3,85 \cdot 10^{-4}$ МПа. На рис. 2 также представлена реакция скв. Tested Well (TW) на собственную работу и на изменение работы скв. Well 1 и Well 2. Все три кривые изменения давления были обработаны методом наилучшего совмещения в программе Toraze (кривая снижения давления, рис. 3) и Saphir (кривые интерференции, рис. 4 и 5) Карра Еп-

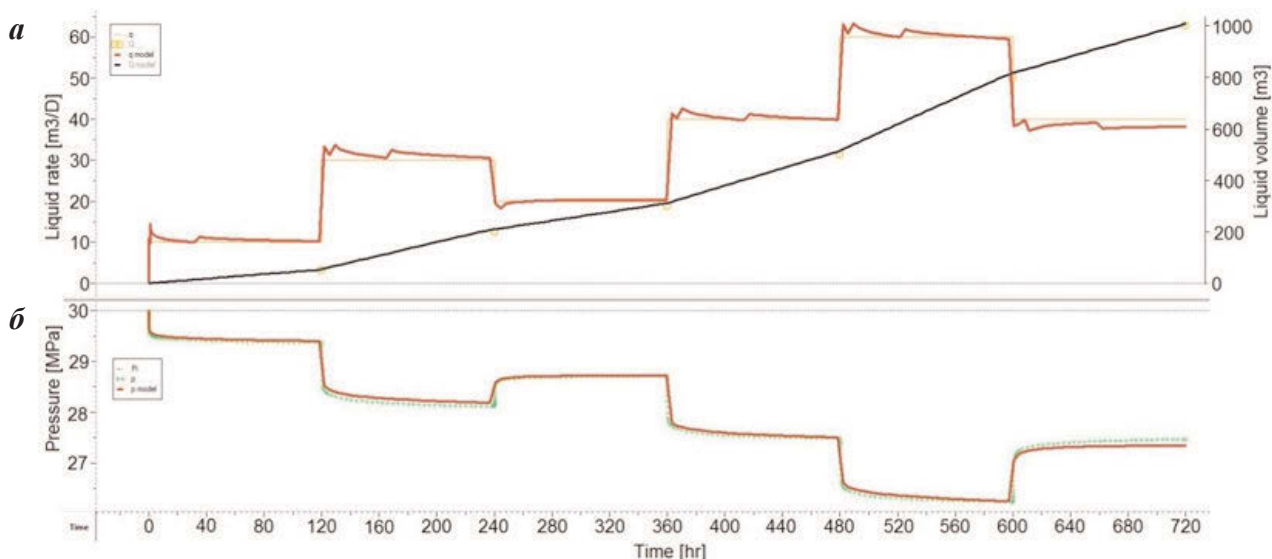


Рис. 3. Динамика дебита жидкости (*a*) и давления (*б*) при обработке методом наилучшего совмещения кривой снижения давления в скв. TW

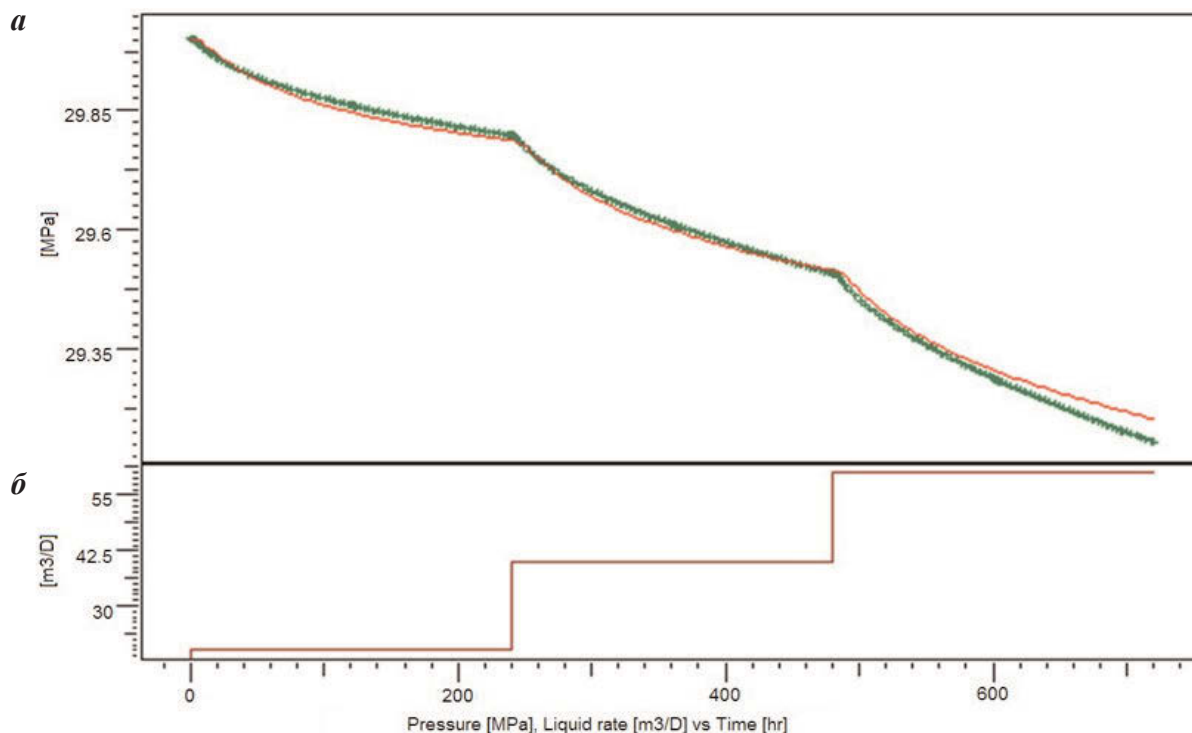


Рис. 4. Динамика давления (*a*) и дебита жидкости (*б*) при обработке методом наилучшего совмещения кривой гидропрослушивания между скв. TW и Well 1

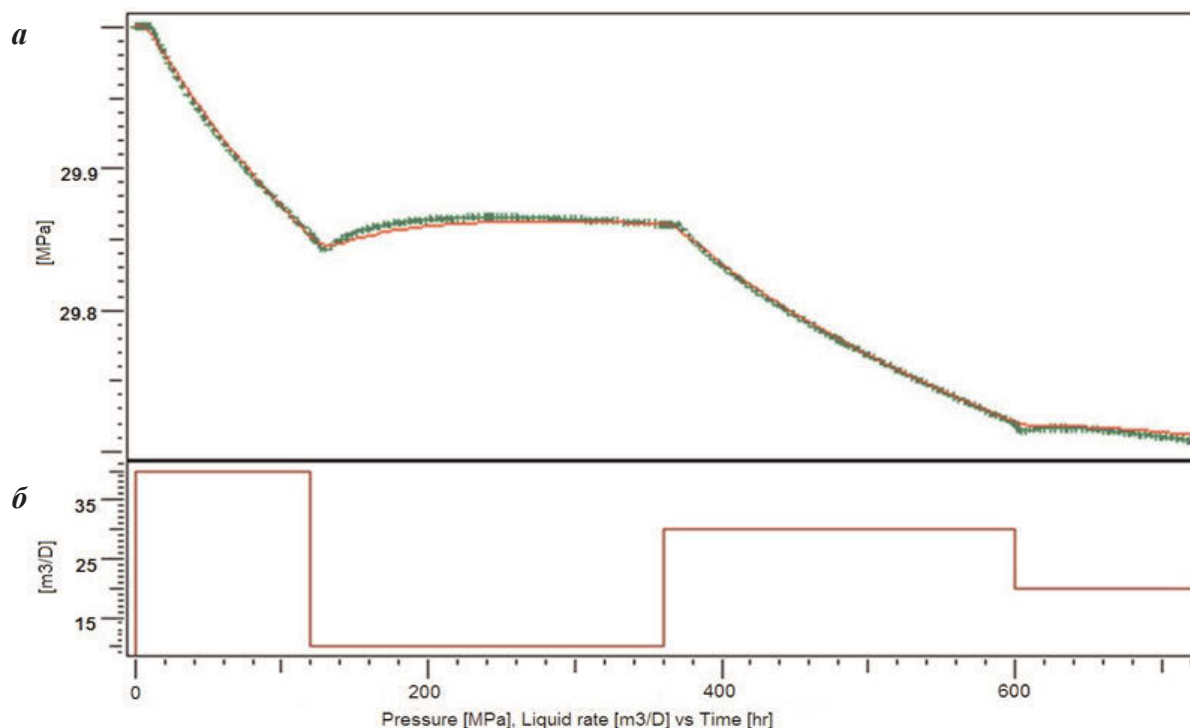


Рис. 5. Динамика давления (а) и дебита жидкости (б) при обработке методом наилучшего совмещения кривой гидропрослушивания между скв. TW и Well 2

gineering [3]. Результаты интерпретации этих кривых приведены в таблице, из которой видно, что получено хорошее совпадение определенных и исходных (заданных при моделировании) параметров.

Результаты интерпретации исследований

Параметр	Факт	Кривая снижения давления, TW	Гидропрослушивание, Well 1 → TW	Гидропрослушивание, Well 2 → TW
Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	30	28	22	18
Пористость	0,1	-	0,12	0,15
Скин-фактор	0	-1	-	-

Выводы

1. Проанализировано использование деконволюции в рамках гидродинамических исследований скважин.

2. Предложен новый подход к построению функции влияния и функции самовлияния, а именно представление их в виде суммы элементарных функций, характеризующих отдельные режимы фильтрации в пласте (влияние ствола скважины представлено в виде экспоненты, билинейный поток – в виде корня чет-

вертой степени, линейный поток – в виде квадратного корня, радиальный поток – в виде логарифма, влияние границ – в виде линейной функции). Коэффициенты функций влияния и самовлияния представлены линейно, поэтому для их определения может использоваться метод Ньютона.

3. Предложенный способ апробирован при анализе кривой забойного давления, полученной путем моделирования. При достижении хорошего совмещения смоделированной и деконволюированной кривых забойного давления получено, что заданные при моделировании и определенные при обработке кривых самовлияния и взаимовлияния параметры пласта практически совпали (среднеквадратичное отклонение составило $3,85 \cdot 10^{-4}$ МПа), что характеризует предлагаемый подход как высокоэффективный.

Список литературы

1. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследования нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. – 269 с.
2. Эрглер мл. Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2007. – 512 с.
3. Houze O., Viturat D., Fjaere O.S. Dynamic Data Analysis. V 5.12. – Kappa Engineering, 2017. – 743 p.
4. Multiwell Deconvolution / J.A. Cumming, D.A. Wooff, T. Whittle, A.C. Gringarten // SPE-166458-PA. – 2014.
5. Gringarten A.C. New Development in Well Test Analysis. Phase 2. – Imperial College London, 2018. – 24 p.
6. Zheng Sh.-Yi, Wang F. Multi-Well Deconvolution Algorithm for the Diagnostic, Analysis of Transient Pressure With Interference From Permanent Down-hole Gauges (PDG) // SPE-121949-MS. – 2009.
7. Wang F. Processing and Analysis of Transient Pressure from Permanent Down-hole Gauges: Ph.D Thesis. – Heriot-Watt University, Institute of Petroleum Engineering, 2010. – 235 p.
8. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия: «Сложные системы: модели, анализ, управление». – 2017. – № 4. – С. 26–32.
9. Кричевский В.С. Мультискважинный ретроспективный тест // Доклад на Инновационном Форуме нефтяников «Исследования скважин – путь к дополнительной добыче нефти», Москва, 16–17 мая. Клуб исследователей скважин. – <https://sofoil.com/MRT%20report.pdf>
10. SOFOIL. Мультискважинные ГДИ. Технологический обзор. – 2016. – 27 с. – <https://docplayer.ru/79765531-Multiskvazhinnye-gdi-tehnologicheskij-obzor.html>

Повышение эффективности планирования и контроля мероприятий по выравниванию профиля приемистости путем автоматизации процесса подбора скважин-кандидатов

А.К. Подольский¹, А.В. Фомкин¹, А.М. Петраков¹, Е.Н. Байкова¹, Р.Р. Раянов¹

¹АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова»

Адрес для связи: APodolskiy@vniineft.ru

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи (МУН), выравнивание профиля приемистости (ВПП), подбор скважин-кандидатов, автоматизация, цифровизация, подбор геолого-технических мероприятий

Повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений и оптимизация всех бизнес-процессов является актуальной задачей, стоящая перед предприятиями нефтегазовой отрасли России. Тенденции к цифровизации нефтяной отрасли предопределили создание компьютерного алгоритма подбора скважин-кандидатов для проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости (ВПП), способного автоматизировать большую часть рутинной ручной работы и исключить вероятность возникновения ошибок. Разработанный и внедренный в работу алгоритм позволил достичь следующих результатов. Автоматизирована большая часть процесса формирования программ работ по ВПП, исключен риск возникновения ошибок. Полностью актуализирован алгоритм подбора скважин-кандидатов для проведения работ по ВПП. Производительность процесса подбора скважин-кандидатов увеличена на 47 % по сравнению с ручными аналитическими методиками. Обеспечена возможность своевременного внесения корректировки в программы мероприятий с учетом технических и технологических ограничений. Достигнуто повышение устойчивости прогноза технологической эффективности ВПП. Обеспечена возможность работы с любым размером базового фонда скважин месторождения.

Improving the efficiency of planning and monitoring measures to water injection profile leveling by automating the selection of candidate wells

A.K. Podolsky¹, A.V. Fomkin¹, A.M. Petrakov¹, E.N. Baikova¹, R.R. Rayanov¹

¹VNIIneft JSC, RF, Moscow

E-mail: APodolskiy@vniineft.ru

Keywords: enhanced oil recovery methods, water injection profile leveling, selection of candidate wells, digitalization, well intervention

Improving the profitability of oil field development and optimization of all business processes is the urgent task, facing the entire oil and gas industry of Russia. Trends towards digitalization of the oil industry have predetermined the creation of a computer algorithm for the selection of candidate wells for water injection profile leveling, capable of automating most of the routine manual work and thereby eliminating the possibility of errors.

The algorithm developed and implemented in the work allowed to achieve the following results. The most part of the process of forming programs for water injection profile leveling is automated, the risk of emergence of errors is excluded. The algorithm of selection of candidate wells for water injection profile leveling has been fully updated. Productivity of the process of selection of candidate wells increased by 47% compared to manual analytical methods. It is possible to make timely adjustments to the programme of activities taking into account technical and technological limitations. Stability of the technological efficiency forecast increased. Availability of work with any size of the basic fund of wells of the oil field is reached.

В настоящее время как в России, так во всем мире открывается все меньше и меньше новых нефтяных месторождений. В связи с этим нефтяные компании уделяют большое внимание повышению эффективности разработки «старых» активов, в частности, проведению геолого-технических мероприятий (ГТМ) и применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

ГТМ и МУН в основном направлены на стабилизацию темпа падения базовой добычи нефти и прирост текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). Рассмотрим один из МУН – выравнивание профиля приемистости (ВПП). Данную технологию в России широко применяют как на терригенных, так и карбонатных коллекторах. Ежегодно в Западной Сибири проводят более 2,5 тыс. обработок нагнетательных скважин, в Волго-Уральском регионе – более 600 [1]. Центр физико-химических и газовых МУН АО «ВНИИнефть» с 2006 г. ведет успешную и активную научно-производственную деятельность в области подбора скважин для проведения работ по ВПП на месторождениях Западной Сибири [2].

Основные задачи, которые способна решать технология ВПП:

- увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков;
- вовлечение в разработку ранее не дренированных зон пласта;
- снижение эксплуатационных затрат на добычу попутно добываемой воды.

Существующий подход к формированию программ ВПП на базовом фонде скважин сопровождается большим объемом ручной работы и характеризуется недостаточной оперативностью. Программу мероприятий по ВПП на будущий год нефтяные компании составляют за 6–8 мес до планируемой даты обработки скважины. За этот период технологические параметры не только конкретных зон, но и месторождения в целом могут существенно измениться: например, часть скважин может быть переведена в бездействующий фонд или на другой объект разработки, в скважинах могут быть проведены ГТМ. Поэтому целесообразно проводить верификацию программы ВПП непосредственно перед началом ее реализации.

В данной статье рассмотрен автоматизированный алгоритм принятия решения о выборе скважин-кандидатов для проведения ВПП. Алгоритм позволяет оптимизировать процесс формирования программ работ по ВПП, снизить риск возникновения ошибок из-за влияния «человеческого фактора» и повысить устойчивости прогноза технологической эффективности ВПП.

Предпосылками к созданию алгоритма стали:

- низкая оперативность оценки потенциала скважин-кандидатов и ранжирования мероприятий;
- большие затраты времени на рутинные работы при подборе скважин-кандидатов и обработке полученных результатов вручную;
- наличие набора исходных баз данных, качество и наполнение которых в настоящее время позволяет автоматизировать их систематизацию;
- необходимость оперативного учета постоянных изменений и корректировок программ ВПП во время их реализации.

Разработанный алгоритм используется в программном обеспечении «Системное воздействие на пласт» (ПО «СВП»), которое позволяет в автоматизированном режиме проводить геолого-промысловый анализ разработки и подбирать скважины-кандидаты для провередения работ по ВПП [3]. Программа сводит рутинные процедуры к минимуму и дает возможность специалисту сфокусироваться на анализе процесса.

Формирование программы ВПП в ПО «СВП» включает три основных этапа (рис. 1).

Этап 1. Автоматическое формирование предварительной адресной программы ВПП

Анализ зависимости эффективности ВПП от геолого-физических и технологических параметров участков. Для формирования программы работ по ВПП на месторождении необходим анализ геолого-физических и технологических параметров по участкам, где ранее выполнялись обработки. В программу загружается список обработанных в разные периоды времени нагнетательных скважин, и через несколько минут формируется таблица со всей необходимой информацией о геолого-физических и технологических параметрах для выявления критериев успешного подбора скважин-кандидтов для реализации ВПП.

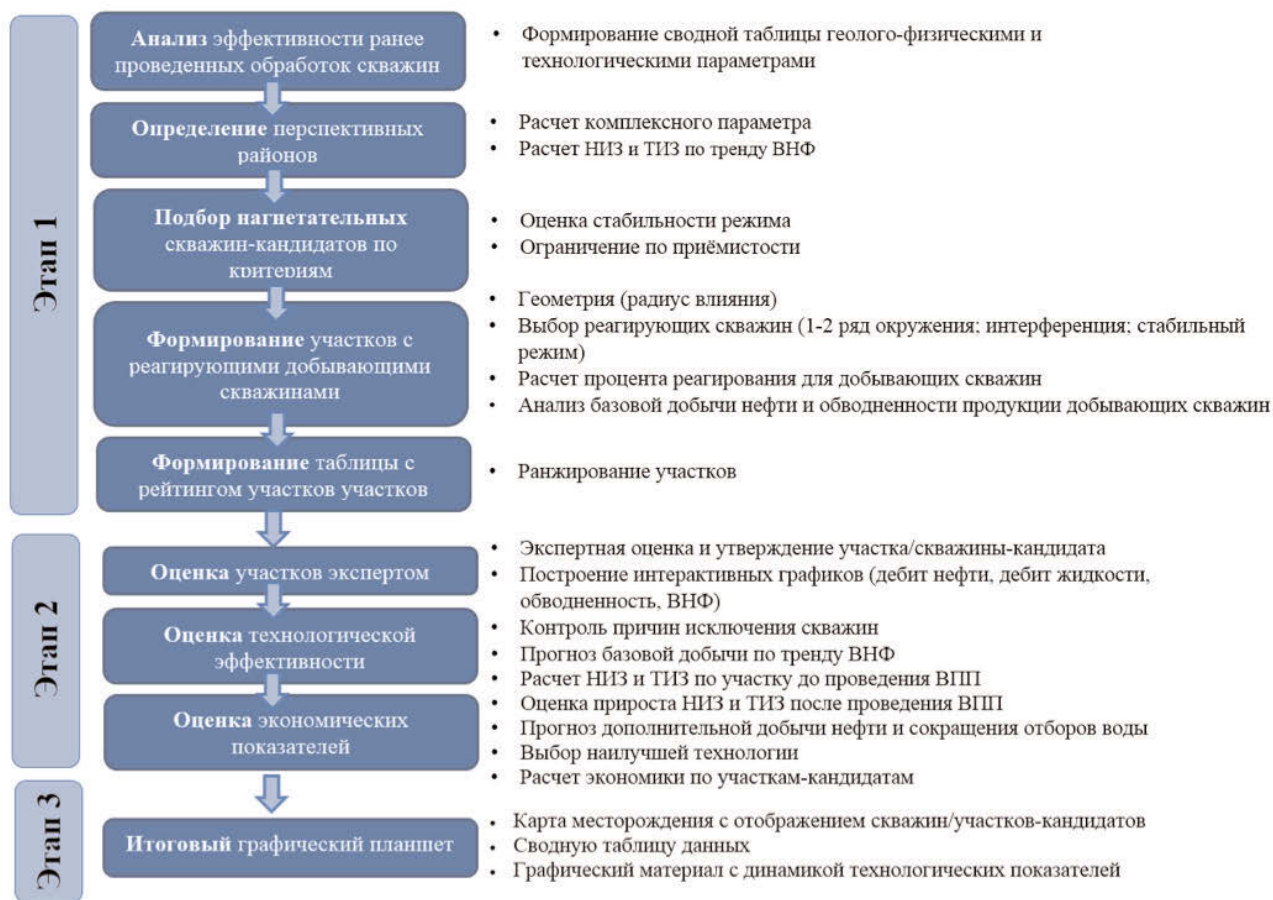


Рис. 1. Блок-схема алгоритма формирования программы ВПП

Расчет комплексного параметра и картирование перспективных районов для применения МУН. Наиболее статистически устойчивыми являются взаимосвязи между эффективностью МУН и параметрами участка, характеризующими неоднородность свойств коллектора и величину ТИЗ. В программе введен комплексный параметр F , который учитывает двухслойную модель реального пласта для каждой добывающей и нагнетательной скважины [4],

$$F = (F_1 + F_2 + F_3)F_4; \quad (1)$$

где $F_1 = (k_1 - 1)(1 - k_2)$; $F_2 = \frac{k_1 h_1}{k_1 h_1 + k_2 h_2}$; $F_3 = 1 - \frac{\left(\sum_{i=1}^n h_i^2 \right)}{\left(\sum_{i=1}^n h_i \right)^2}$ – параметры послой-

ной неоднородности пласта, вычисляемые по данным безразмерных параметров соответственно проницаемости, толщины высокопроницаемого и низкопроницаемого слоя двухслойной модели пласта; F_4 – параметр ТИЗ; k_1, k_2 – безразмерная проницаемость соответственно высокопроницаемого и низкопроницаемого слоя;

h_1, h_2 – безразмерная толщина соответственно высокопроницаемого и низкопроницаемого слоя.

Участки с повышенной послойной неоднородностью по проницаемости и расчлененностью, как правило, характеризуются большей величиной остаточных запасов. Увеличение комплексного параметра свидетельствует о потенциальной эффективности планируемых МУН на участке.

Начальные (НИЗ) и текущие (ТИЗ) извлекаемые запасы нефти по скважинам подгружаются из базы данных объекта либо рассчитываются в автоматическом режиме через прогнозную обводненность по тренду водонефтяного фактора $\ln(\text{ВНФ})$.

Проверка по критериям приемистости и стабильности режима работы (табл.1). Так как разные группы технологий ВПП (гелеобразующие составы (ГОС); вязкоупругие составы (ВУС); полимердисперсные системы (ПДС); осадкообразующие составы (ООС)) имеют свои ограничения по минимальной приемистости, то рассматривать нагнетательные скважины, где приемистость ниже граничного значения, нецелесообразно.

Таблица 1. Пример подбора нагнетательных скважин-кандидатов в программном продукте

Скважина	Приемистость, м ³ /сут			
	1 мес назад	2 мес назад	3 мес назад	4 мес назад
Кандидат	> 100	> 100	> 100	
	> 100	> 100	< 100	> 100
	> 100	< 100	> 100	> 100
	< 100	> 100	> 100	> 100
Не кандидат	> 100	> 100	< 100	< 100
	> 100	-100	> 100	< 100
	< 100	> 100	> 100	< 100
	< 100	> 100	< 100	
	< 100	< 100	> 100	
	< 100	< 100	< 100	

Выбор реагирующих (добывающих) скважин по их местоположению относительно нагнетательной скважины. Учитывается радиус влияния, расположение добывающих скважин относительно нагнетательной, а также влияние соседних нагнетательных скважин (рис. 2). По всем реагирующим скважинам рассчитываются коэффициенты взаимовлияния в зависимости от расстояния между ними и приемистости с учетом только соседних скважин-кандидатов для ВПП.

Анализ стабильности режима эксплуатации реагирующих скважин. Влияние ранее проведенных ГТМ можно идентифицировать по динамике добычи нефти. Если добыча нефти растет в течение полугода, то в этой добывающей скважине или же соседних нагнетательных уже проводились какие-либо мероприятия

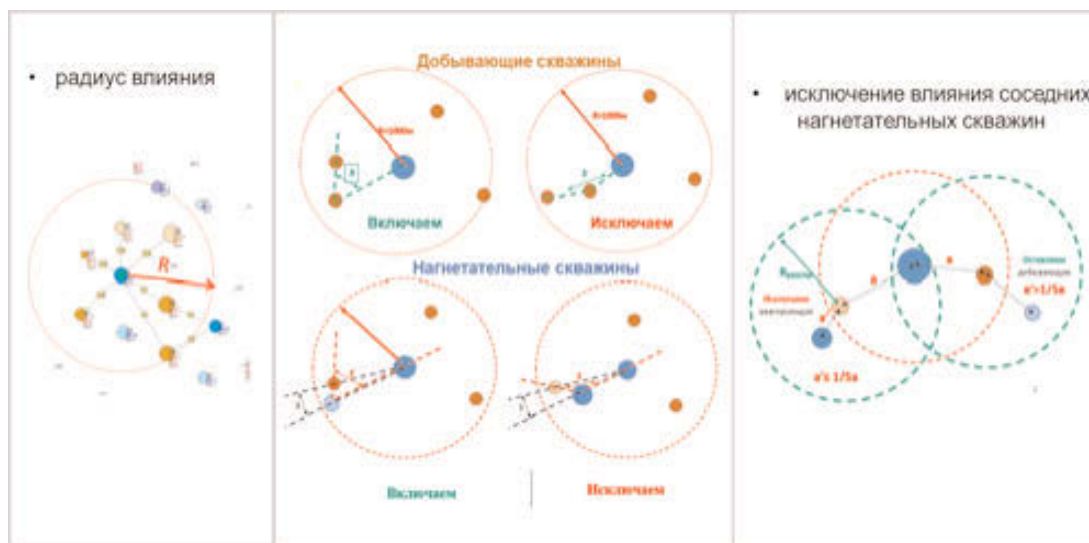


Рис. 2. Визуализация алгоритма выделения реагирующих скважин

по интенсификации добычи или увеличению нефтеотдачи. Если это не предусмотрено программой системного воздействия на пласт или двухэтапной обработки скважины, то проведение несогласованных ГТМ на одном участке может отрицательно повлиять на базовую добычу нефти.

Проверка участка в целом. Формируется предполагаемый участок воздействия, состоящий из одной нагнетательной скважины и нескольких реагирующих (добывающих) скважин.

Проверка участка в целом выполняется по следующим критериям.

1. Минимальное число реагирующих скважин составляет 2. Обработка нагнетательной скважины, в окружении которой лишь одна добывающая скважина, заведомо характеризуется высоким риском: вероятнее всего, затраты на обработку не окупятся. Также есть риск, что в этой добывающей скважине позже может быть проведено ГТМ, на которое впоследствии будет отнесен весь эффект.

2. Обводненность – от 30 до 99,5 %. Технология ВПП направлена в первую очередь на блокирование и кольтматацию промытых участков пласта. Участок с обводненностью продукции менее 30 % еще не имеет достаточно промытых зон и прослоев, и проведение ВПП на таких участках нецелесообразно. Для участков с обводненностью продукции более 99,5 % не только технология ВПП, но и какое-либо другое ГТМ не окупит затраты на реализацию.

3. Растущая добыча нефти. При успешном проведении каких-либо ГТМ в добывающих или нагнетательных скважинах по участку наблюдается положительная динамика добычи нефти, проведение дополнительных ГТМ в таком случае нецелесообразно. Кроме того, прогнозировать технологическую эффективность в таком случае будет затруднительно. Такие участки исключаются из анализа.

4. Минимальный среднесуточный дебит нефти. Целесообразно не рассматривать участки, на которых средний дебит нефти реагирующих добывающих сква-

жин составляет менее 2–3 т/сут не только в последний месяц, но и в динамике с горизонтом 4–5 мес (табл. 2). Такие участки изначально будут как технологически, так и экономически нерентабельными. Граничное значение данного параметра зависит от текущего состояния разработки залежи.

Таблица 2. Критерии минимального среднесуточного дебита на одну добывающую скважину

Скважина	Среднесуточный дебит нефти, т/сут				
	1 мес назад	2 мес назад	3 мес назад	4 мес назад	5 мес назад
Кандидат	≥ 3	≥ 3	≥ 3	≥ 3	
	≥ 3	≥ 3	≥ 3	< 3	
	≥ 3	≥ 3	< 3	< 3	≥ 3
	≥ 3	< 3	≥ 3	< 3	≥ 3
	≥ 3	< 3	< 3	≥ 3	≥ 3
	< 3	< 3	≥ 3	≥ 3	≥ 3
	< 3	≥ 3	< 3	≥ 3	≥ 3
	≥ 3	≥ 3	< 3	< 3	< 3
Не кандидат	< 3	< 3	< 3	< 3	
	< 3	< 3	< 3	≥ 3	
	≥ 3	< 3	< 3	< 3	
	< 3	< 3	≥ 3	< 3	
	≥ 3	< 3	≥ 3	< 3	< 3
	≥ 3	< 3	< 3	≥ 3	< 3
	< 3	< 3	≥ 3	≥ 3	< 3
	< 3	≥ 3	< 3	≥ 3	< 3

5. Водонефтяной фактор (ВНФ). В значительной степени промытые зоны входят в категорию риска по достижению технологического и экономического эффекта.

6. Стабильность участка как кандидата для ВПП. Технология ВПП не статична во времени. На эффективность ВПП влияют технологические показатели работы участков. Фонд скважин и режимы работы могут значительно изменяться по месторождению в течение даже непродолжительного времени. Поэтому в алгоритм заложена проверка стабильности работы скважины-кандидата. В зависимости от задачи, поставленной перед специалистом, данный показатель поможет идентифицировать участки, по которым технологические показатели изменились.

Ранжирование участков. В программе для каждого сформированного участка рассчитываются следующие геолого-физические и технологические показатели:

- соотношение числа добывающих и нагнетательных скважин;
- дебиты нефти и жидкости;
- обводненность;
- приемистость нагнетательной скважины;
- отбор НИЗ;

- отставание отбора НИЗ от обводненности по участку;
- остаточные извлекаемые запасы на 1 скважину;
- расчлененность;
- песчанистость;
- эффективная нефтенасыщенная толщина;
- проницаемость, определенная по нагнетательной скважине.

Каждому диапазону значений присваивается ранее выявленный при статистическом анализе эффективности ранг с последующим суммированием в итоговый ранг участка [5]. В результате получается рейтинг участков, ранжированных не только по максимальной прогнозной дополнительной добыче нефти, но и по совокупности влияющих параметров.

Первый этап завершается картированием геологически благоприятных зон объекта на основе комплексного параметра F , подбором нагнетательных и добывающих скважин по критериям применимости технологий ВПП, ранжированием сформированных участков. Результатом являются карта текущего состояния разработки залежи с отмеченными на ней участками для проведения ВПП и таблица, содержащая рейтинг кандидатов и исключенных участков.

В качестве примера приведем формирование предварительной адресной программы ВПП для одного из месторождений. Нагнетательный фонд включал 424 скважины, программный продукт выполнил расчет за считанные секунды и подобрал 59 участков-кандидатов в предварительную адресную программу ВПП. Большая часть рутинной работы, ранее выполнявшаяся человеком, теперь выполняется программой. Благодаря этому снижается риск возникновения субъективной ошибки и в значительной степени уменьшаются временные трудозатраты.

Этап 2. Экспертная оценка предварительной программы ВПП

В программном продукте предусмотрена экспертная оценка предварительной программы ВПП. Окончательное решение о выборе скважин-кандидатов принимает специалист.

1. Специалист просматривает и оценивает потенциально перспективные участки, а также скважины, которые не соответствуют заложенным критериям применимости технологии ВПП (рис. 3).

По карте текущего состояния разработки оцениваются скважины, отмеченные специальными статусами: кандидаты / не кандидаты; добывающие скважины с растущей / падающей добычей нефти; нагнетательные скважины, не удовлетворяющие критерию по режиму работы; скважины / участки, которые исключены / включены пользователем.

Анализируются интерактивные графики, отображающие дебит нефти и жидкости, обводненность продукции и накопленный ВНФ за последние 6 мес. Наводя курсор на ту или иную скважину на карте, специалист может сразу увидеть технологические показатели в динамике.

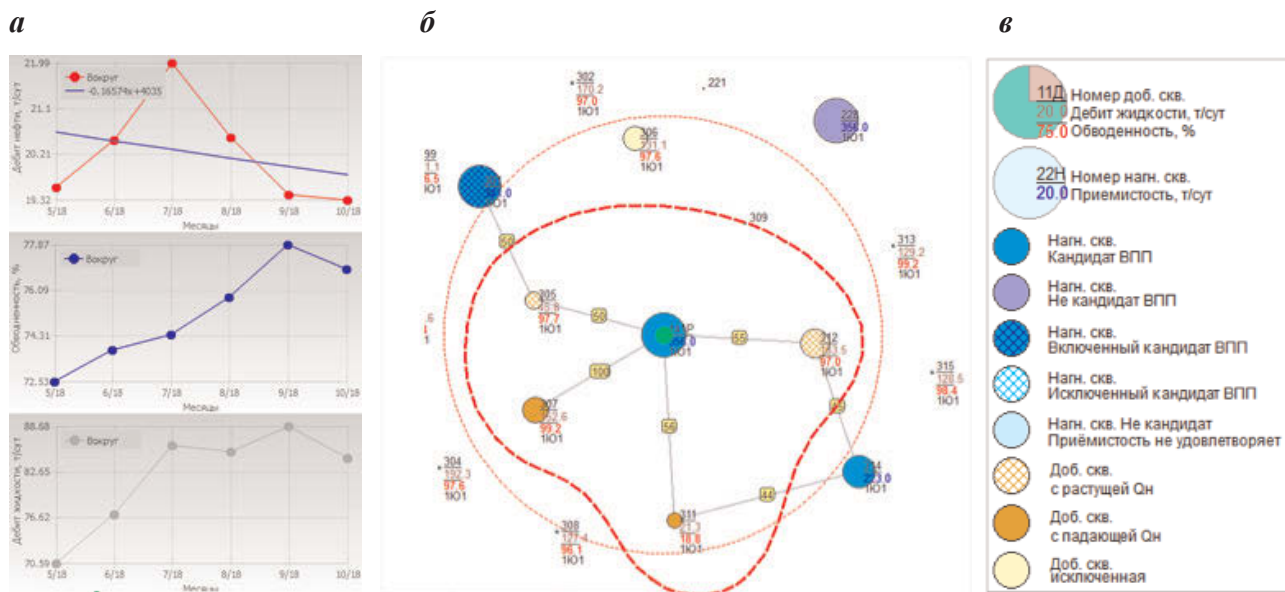


Рис. 3 Фрагмент интерфейса программного продукта. Блок ВПП:
 а – интерактивные графики; б – карта участка; в – условные обозначения

Если необходимо, выполняется предусмотренный алгоритмом автоматический расчет многопластовых месторождений, что позволяет снизить трудозатраты и повысить точность выбора скважин-кандидатов и реагирующих скважин (рис. 4).

Для всех исключенных скважин или участков генерируются «всплывающие» окна – сообщения о причинах исключения.

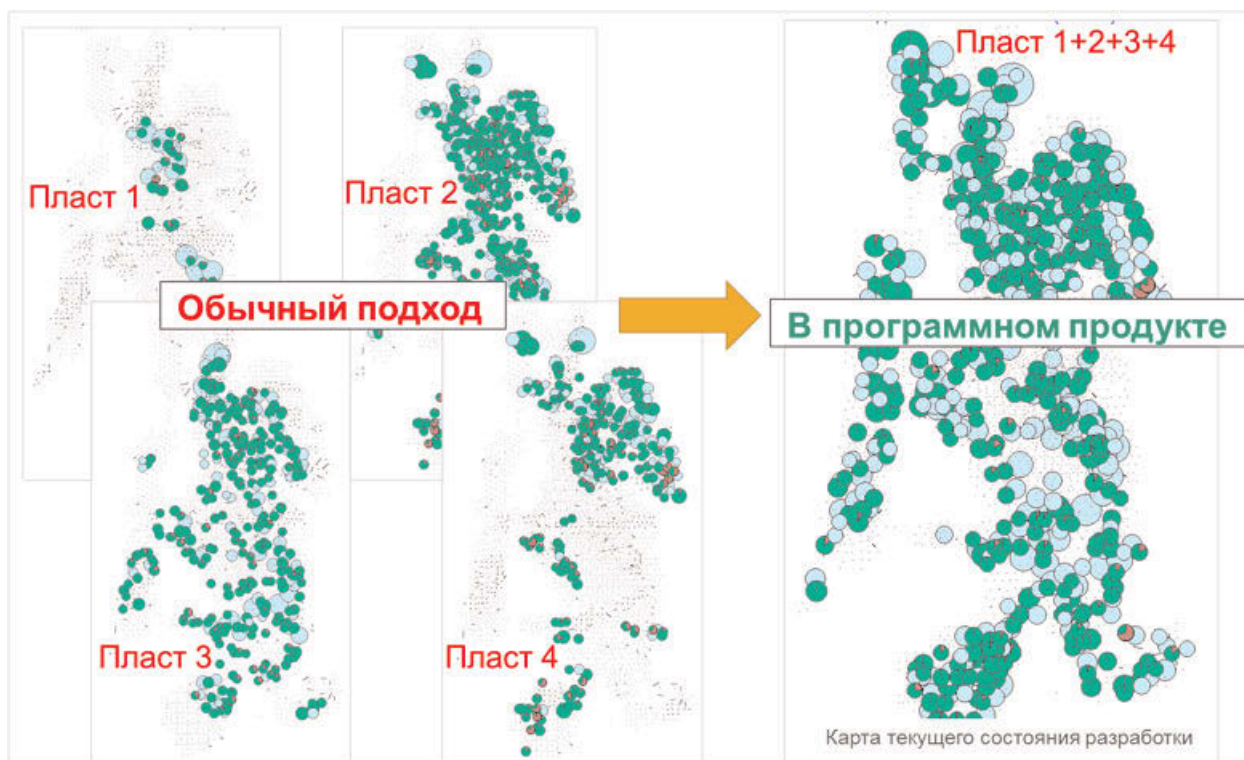


Рис. 4. Визуализация работы алгоритма: одновременный расчет пластов многопластового месторождения

Таким образом, специалист не тратит время на просмотр и анализ эксплуатационной карточки скважины или переключение между картами текущего состояния разработки на разные даты.

2. В отдельном блоке рассчитываются прогнозные показатели эффективности участков-кандидатов. Строится тренд ВНФ, с использованием которого прогнозируется базовая добыча нефти на участке, с учетом граничных значений обводненности и дебита нефти (соответственно 99,5 % и 0,5 т/сут) оцениваются потенциальные начальные и остаточные извлекаемые запасы участка. Рассчитывается прирост вовлекаемых запасов участка в результате применения технологии ВПП.

Банк обработок с применением метода ВПП включает 20 месторождений, 33 объекта разработки, 49 технологий и 2400 скважин-операций. Загруженные в ПО «СВП» данные о ранее проведенных обработках (ВПП) используются для прогнозирования дополнительной добычи нефти, сокращения отборов попутно добываемой воды, помесячного распределения эффекта и выбора наиболее эффективной технологии.

3. В отдельном блоке по всем участкам-кандидатам рассчитываются экономические показатели.

Этап 3. Формирование итоговой программы работ по ВПП

После того, как специалист оценил все подобранные участки, утвердил их в качестве кандидатов, в автоматическом режиме формируется итоговый графический планшет (рис. 5), на котором отображены карта месторождения с отмеченными скважинами-кандидатами, динамика технологических показателей по участкам, а также сводная итоговая таблица – «Программа работ по ВПП».

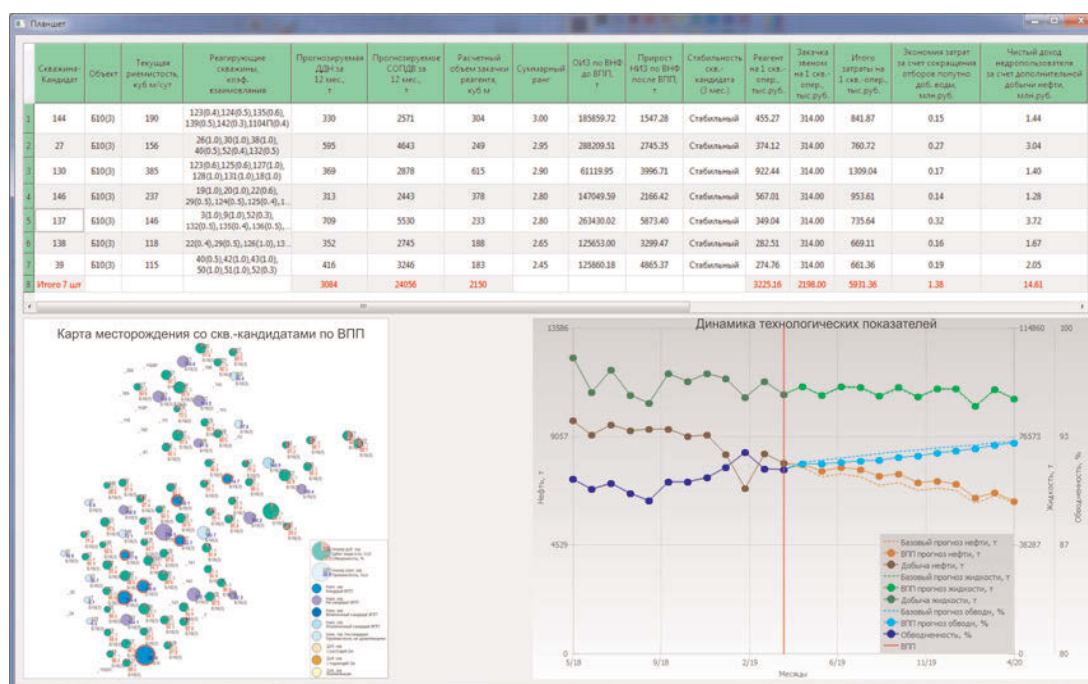


Рис. 5. Фрагмент итогового графического планшета

В настоящее время блок ВПП полностью реализован в ПО «СВП» и используется специалистами АО «ВНИИнефть» при подготовке программы работ по ВПП. Благодаря внедрению алгоритма скорость расчета увеличилась приблизительно на 47 % по сравнению с ручными аналитическими расчетами. Следовательно, появилась возможность оперативно вносить корректировки в программы мероприятий. Программный продукт обладает высокой вычислительной способностью и может работать с любым фондом скважин, что безусловно способствует расширению списка объектов воздействия.

Список литературы

1. *Эффективная* разработка месторождений с применением полимерных технологий / В.В. Фирсов [и др.] // Нефтегазовая Вертикаль. – 2010. – № 23–24. – С. 41–43.
2. *10 лет* эффективного сотрудничества науки и производства в сфере увеличения нефтеотдачи. Перспективы нового уровня отраслевого взаимодействия / А.М. Петраков [и др.] // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тезисы докладов XVIII научно-практической конференции. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – 2018. – С. 23.
3. *Программное* обеспечение технологии системного воздействия на пласт / А.В. Фомкин, А.М. Петраков, Р.Р. Раянов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 102–106.
4. *Сургучев М.Л., Шарбатова И.Н.* Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
5. *Комплексный* анализ геолого-физических параметров пластов и промысловых данных для подбора эффективных технологий ВПП на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» (Тезисы) / А.М. Петраков [и др.] // Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов: Тезисы докладов VI Междунар. науч. симпозиума. – М.: АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт». – 2017. – С. 85–87.

Трехмерное параметрическое моделирование седиментационных врезов на примере пластов АВ₆₋₇ Ватьеганского месторождения

Э.С. Торопов¹, В.С. Стариков¹, А.А. Калугин¹, А.Д. Алексеева¹

¹ООО «Лукойл-Инжиниринг»

Пласты АВ₆₋₇ Ватьеганского месторождения сформированы прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями и осложнены многочисленными палеоканалами. На основе созданной новой концептуальной модели меловых отложений и 2D геологического моделирования Ватьеганского месторождения на этих пластах была опробована технология объемного параметрического моделирования седиментационных врезов. Сложность условий осадконакопления и новая концептуальная модель вызвали необходимость изменения стандартных подходов к 3D моделированию. Применение предложенной технологии позволило корректно воспроизвести в объеме седиментационные врезы с точки зрения как геологии, так и последующего расчета фильтрационных моделей. В геологической модели врезы реализованы на уровне распределения коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств, сеточная модель отражает особенности структурного каркаса. Это позволило исключить проблемы в процессе ремасштабирования в части появления выклинивающихся и сильно деформированных ячеек, которые традиционно возникают при наличии резкого изменения толщины слоев. Обеспечивается гидродинамическая связь между «руслом» и «поймой» на уровне как геометрии, так и распределения коллектора, которую можно регулировать при настройке гидродинамической модели. Кубы коэффициента нефтенасыщенности построены с учетом модели переходной зоны и принятых уровней водонефтяного контакта.

Пласты группы АВ₆₋₇ Ватьеганского месторождения сформированы прибрежно-морскими песчано-глинистыми отложениями и осложнены многочисленными палеоканалами. Отдельные эрозионные врезы уходят вниз по разрезу, пересекая несколько пластов, формируя между ними «окна» слияния, что влияет на распространение залежей (рис. 1, а). Каналы содержат большую долю песчаного материала по сравнению со вмещающими осадками и могут занимать значительную часть площади. Рассматриваемый интервал разреза вскрыт примерно 900 скважинами. Общая толщина, составляющая около 200 м, в процессе 2D моделирования разделена на 20 продуктивных пластов.

На основе новой концептуальной модели меловых отложений и 2D геологического моделирования Ватьеганского месторождения (А.А. Калугин и др., 2015) на продуктивных пластах АВ₆₋₇ опробована технология объемного параметрического моделирования седиментационных врезов. Сложность условий осадконакопления и новая концептуальная модель потребовали следующих изменений в стандартных подходах к 3D моделированию.

1. Объемный структурный каркас, полностью учитывающий заложенную концепцию, создавался с учетом геометризованных палеоврезов по результатам корреляции скважин (А.Д. Алексеева и др., 2017) (см. рис. 1, а).

2. Тренды эффективных толщин и коэффициента пористости отстраивались по скважинным данным с учетом типизации разреза методом послойной сплайн-ап-

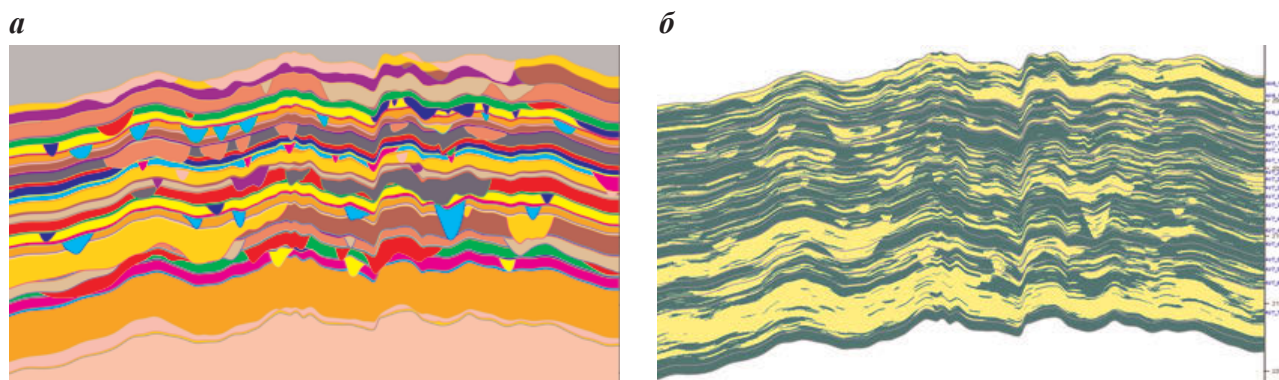


Рис. 1. Структурный каркас пластов АВ₆₋₇ Ватьеганского месторождения (а) и куб распространения коллектора (б)

проксимации. При этом учитывалось изменение фильтрационно-емкостных свойств согласно фациальному районированию.

3. Кубы распространения коллектора строились методом индикаторного моделирования. В зависимости от типизации разреза подбирались различные геологостатистические разрезы и параметры вариограмм, в качестве трендов использовались карты, полученные на предыдущем этапе (рис. 1, б).

4. Кубы коэффициента пористости перестраивались с учетом распространения коллекторов в разных типах разрезов.

5. Построение кубов нефтенасыщенности и моделирование переходной зоны выполнялись следующим образом. По результатам интерпретации материалов геофизических исследований скважин, находящихся в водонефтяной зоне пласта, и кривым капиллярного давления закартированы двухпараметрические зависимости вида $K_v = f(K_{п}, H_{зчв})$ ($K_v, K_{п}$ – коэффициент соответственно водонасыщенности и пористости; $H_{зчв}$ – высота над уровнем зеркала чистой воды) (рис. 2).

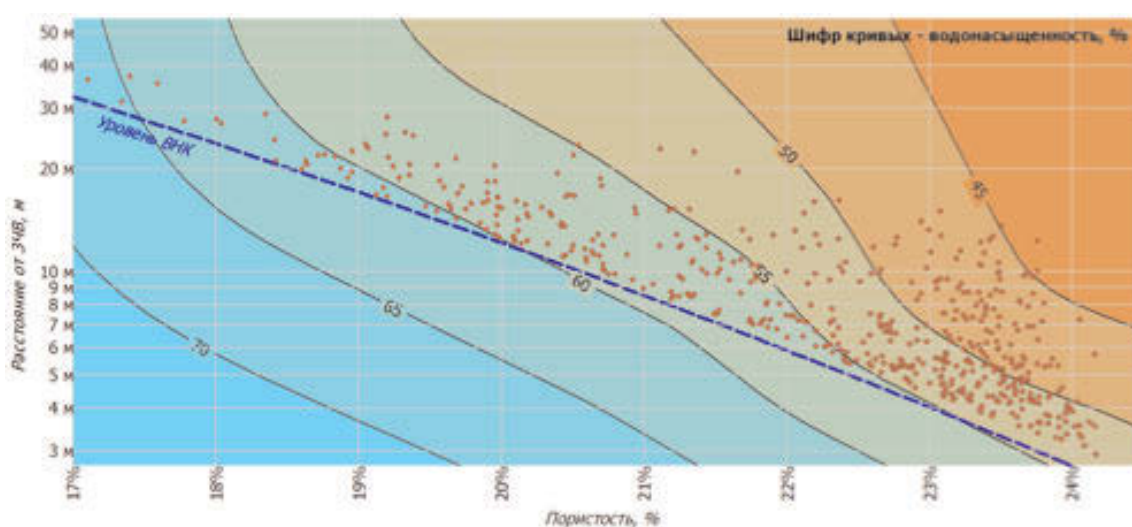


Рис. 2. Зависимость коэффициента водонасыщенности K_v (цифры изолиний) от пористости и высоты над зеркалом чистой воды для пластов АВ₇ Ватьеганского месторождения

Эти зависимости можно рассматривать как модификацию J -функции Леверетта, которая позволяет комбинировать данные электрической и капиллярной моделей и имеет гораздо более гибкую настройку, чем известное уравнение $K_v = aJ^b$. Зависимости строились по группам пластов, на их основе от принятых поверхностей водонефтяного контакта рассчитывались априорные кубы коэффициента нефтенасыщенности, которые затем корректировались по скважинным данным.

Выводы

1. Применение рассмотренной технологии позволило корректно воспроизвести в объеме седиментационные врезы.
2. В геологической модели врезы реализованы на уровне распределения коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств, а сеточная модель отражает особенности структурного каркаса. Это позволило исключить проблемы в процессе апскейлинга в части появления выклинивающихся и сильно деформированных ячеек, которые традиционно возникают при наличии резкого изменения толщин слоев.
3. В модели обеспечена гидродинамическая связь между «руслом» и «поймой» как на уровне геометрии, так и при распределении коллектора. Параметры гидродинамической связи можно регулировать при настройке гидродинамической модели.
4. Кубы коэффициента нефтенасыщенности построены с учетом модели переходной зоны и принятых уровней водонефтяного контакта.

Оптимизация детальности гидродинамической модели для ускорения процесса адаптации на историю разработки

Н.А. Шевко¹, к.т.н.

¹Газпромнефть Бадра Б.В., Багдад

Адрес для связи: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Ключевые слова: апскейлинг, огрубление, нерегулярные матрицы, неортогональные сетки, ускорение расчетов, настройка модели

Ускорение гидродинамических расчетов является актуальной задачей при моделировании крупных залежей и многовариантных вычислениях. Стандартные приемы ускорения, основанные на построении сеток меньшей детальности, ограничены геометрией укрупненных ячеек, что не позволяет получить оптимальную детализацию сетки.

Предлагаемый подход улучшенного ремасштабирования (advanced coarsening) сетки путем создания нерегулярных укрупненных ячеек на базе готовой гидродинамической модели дает возможность более чем на порядок сократить размерность модели и существенно ускорить расчет с сохранением приемлемой точности решения. Для этого строится вспомогательная триангуляционная сетка с зонами измельчения (возле скважин, трещин) и укрупнения (законтурная зона, межскважинные интервалы) ячеек. Для каждого узла вспомогательной сетки определяются ячейки новой сетки, выполняются перенос свойств на созданную неравномерную сетку, расчет проводимостей, коэффициентов продуктивности скважин и законтурной зоны.

Рассматриваемый подход реализован в виде опции в гидродинамическом симуляторе. Апробация реализованных алгоритмов выполнена на нескольких полномасштабных моделях залежей нефти и газа с различными размерностью и фазовым состоянием. Показана хорошая устойчивость решения и сходимость с результатами, полученными на исходной сетке.

Новая опция применяется как для ускорения расчета больших и многоскважинных моделей, так и в многовариантных расчетах, возникающих при адаптации моделей к истории разработки, когда погрешность адаптации выше погрешности дискретизации решения по пространству.

Advanced grid coarsening of dynamic model for fast history matching

N.A. Shevko¹

¹Gazprom Neft Badra B.V., Iraq, Baghdad

E-mail: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Keywords: upscaling, upgridding, irregular matrix, non-orthogonal mesh, history matching, CPU run time reduction

Reducing CPU simulation time is essential for simulation of huge reservoirs and multivariant calculations. One of the industry's approaches is 'coarsening'. Due to geometric constraints of enlarged regular cells, this approach does not allow generating an optimal cells size mesh.

In this paper we propose an "Advanced Coarsening" approach, which is based on the available dynamic model and allows building a reduced size complex grid with irregular enlarged cells and speeding up the calculations.

For this purpose, an auxiliary smoothed triangulation mesh is constructed with refined (near wells, faults) and coarsened (within aquifer) cells. The enlarged cells are assigned mesh nodes by an upgridding procedure. The grid properties are to be upscaled accordingly. The connection transmissibility factors, connection coefficients of the well productivity and the aquifers require special calculations.

This algorithm has been successfully implemented as a feature for in-house reservoir simulator designed for both Corner Point and Irregular grids. Numerical tests were carried out on several models of oil and gas reservoirs with different dimensions and phase state. The test showed good solution stability and convergence with results received on the initial regular grid.

This approach can be used for large model simulations and multivariate calculations which arise in history matching procedures, when the matching error (discrepancy of actual and calculated data) is higher than the solution discretization error.

Ускорение гидродинамических расчетов является актуальной задачей, особенно при моделировании крупных залежей и многовариантных расчетах, необходимых при адаптации моделей к истории разработки. Стандартные приемы ускорения расчетов моделей, использующие построение сеток меньшей детальности в силу ограничений на геометрию и расположение укрупненных ячеек, не позволяют получить оптимальную детализацию сетки. В данной статье на базе готовой гидродинамической модели (ГДМ) предложен подход к построению сложных неравномерных расчетных сеток, позволяющих меньшим числом ячеек описать особенности геологического строения и фильтрационных потоков с сохранением приемлемой точности решения. Такое сокращение размерности модели, более чем на порядок, существенно ускоряет расчет и обеспечивает контролируемые погрешности расчетных данных.

Реализованные в рамках гидродинамического симулятора алгоритмы апробированы на нескольких полномасштабных моделях залежей нефти и газа с различными размерностью и фазовым состоянием.

Традиционные возможности оптимизации сетки ГДМ

Исторически наибольшее распространение при моделировании геологического строения и разработки месторождений углеводородов получили модели, расчетные сетки которых основаны на геометрии «угловой точки» (corner point). Произвольное задание координат узлов ячеек (гексаэдра) этих сеток позволяет точно вдоль координатных линий описать крупные тектонические элементы (разломы) и ориентировать сетку согласно главным направлениям фильтрации или анизотропии проницаемости. Для того чтобы не допускать больших погрешностей дискретизации уравнений по пространству, рекомендуется создавать равномерные и ортогональные сетки.

Имеется несколько стандартных возможностей ремасштабирования исходной гидродинамической сетки.

Для описания локализованных особенностей фильтрации, таких как течение возле скважин сложной траектории, трещины гидроразрыва или разломы, применяются вложенные локальные подсетки большей детальности (local grid refining – LGR). Преимущества этой детализации очевидны: добавление LGR позволяет оперативно локально уточнить решение без перестройки и изменения размерности готовой модели.

Для сокращения общего числа ячеек используется прием локального объединения нескольких ячеек в одну крупную (coarsening), как правило, в водонасыщенной (или законтурной) зоне пласта, реже – в нефтенасыщенной части, вдали от зон активной фильтрации, или межскважинном пространстве. Варианты задания таких модификаций сетки выполняются кубическими боксами (BOX), имеющими регулярную структуру [1]: набор ячеек в диапазонах сеточных координат I_1 – I_2 , J_1 – J_2 , K_1 – K_2 объединяется в новый набор с размерностью NX , NY , NZ . Этот формат ограничивает применение локального объединения ячеек для построения произвольных неравномерных сеток.

Анализ точности прогнозирования различных приемов огрубления сетки (up-gridding) на базе коммерческих и некоммерческих симуляторов выполнен в тесте SPE-8 «Gridding Techniques in Reservoir Simulation» [2]. Проведено сравнение результатов моделирования закачки газа в нефтенасыщенный пласт на произвольных укрупненных сетках. Все проанализированные сетки попадали в круг допуска 10%-ной погрешности по прогнозу времени прорыва газа и достижения заданного газового фактора. При этом по всем сеткам достигнуто сокращение размера ячеек более чем в 4 раза (68–108 против 400). Наряду с различными вариантами локального укрупнения ячеек, рассматривались нерегулярные неравномерные, триангуляционные и PEVI сетки, сохраняющие размеры ячеек возле скважин, в местах интенсивных потоков и уменьшающие детализацию в местах с минимальными градиентами давлений.

Можно отметить следующие недостатки проведенных тестов: отсутствовали проверка скорости счета (CPU), время на построение новой сетки и расчет нере-

гулярных связей; не рассматривались инструменты построения произвольных сеток для масштаба залежи в целом, включая алгоритмы автоматического построения сеток. В итоге не был выбран способ ремасштабирования, который был бы более эффективным и предпочтительным по точности и скорости счета.

Предлагаемый подход улучшенного ремасштабирования

Ключевая идея рассматриваемого в работе ремасштабирования – укрупнение сетки в местах с недостаточной и/или недостоверной геологической информацией (законтурная зона, межскважинные интервалы), низкой плотностью данных и малыми градиентами потоков (вдали от скважин, трещин).

Для успешной практической реализации подхода при полномасштабном моделировании должны выполняться следующие требования: использование традиционных симуляторов и готовой ГДМ; полуавтоматическое или автоматическое создание сетки с укрупненными ячейками и наличие параметров управления процессом детализации; учет основных особенностей фильтрации и сохранение численной эффективности стандартных алгоритмов на неравномерной сетке. Основными задачами, которые необходимо решить, являются:

- укрупнение сетки (upgridding) в условиях сохранения геометрии «угловой точки» и с учетом границ модели, пластов, разломов, замещений, углеводородных контактов, распределения водоносной зоны, расположения скважин и их конструкции;

- перенос свойств (upscaling) на новую сетку с использованием алгоритмов, обеспечивающих сохранение величины запасов и учитывающих тип свойств (объемные, потоковые, индексные массивы, концевые точки кривых фазовой проницаемости);

- расчет коэффициентов проводимости для новой сетки с учетом исходной неоднородности и распределения свойств;

- определение форматов хранения новой смешанной сетки, матриц коэффициентов и способов факторизации уравнений при сопоставимом числе регулярных и нерегулярных связей;

- модификация численных методов для учета несоседних соединений (non-neighbor connections – NNC) в декартовой сетке и возможности решения полностью нерегулярной неортогональной задачи.

Для решения указанных задач при построении неравномерной сетки используется следующий подход.

1. Построение вспомогательной триангуляционной сетки. Исходные данные берутся из модели в виде объектов, у которых есть свой шаг дискретизации и приоритет, определяющий порядок вставки точек/линий при триангуляции. Границам и разломам присваивается высокий приоритет (точки не смещаются и не удаляются). Траектории скважин в пределах пласта задаются набором точек/линий и максимально допустимым шагом дискретизации. Объем пласта

(bulk points) заполняется равномерно точками по заданной схеме с шагом и углом или специальным алгоритмом «продвижения фронта сетки» (advancing front method) от скважин. Детализация сетки управляется через максимальный размер ячеек возле скважин. Если размер ячейки превышает установленное значение, то происходит автоматическое измельчение. Для улучшения качества сетки, с точки зрения численных расчетов и минимизации погрешности дискретизации, выполняется итерационное сглаживание, при котором точки (с низким приоритетом) смещаются в усредненный барицентр соседних треугольников.

2. Создание новых ячеек. Методом ближайшего расстояния формируется массив-идентификатор (PEBICELL) будущих крупных ячеек, который используется далее в модели в секции GRID. Для каждого узла вспомогательной сетки определяются ячейки новой сетки. На этом этапе можно провести визуальный контроль качества результатов (рис. 1).

Автоматическое построение укрупненной сетки. Для создания укрупненной сетки достаточно использовать массив PEBICELL. Поскольку каждая ячейка новой сетки или совпадает, или полностью включает целые ячейки исходной сетки, то upscaling свойств на созданную неравномерную сетку выполняется стандартными методами. Расчет новых связей между укрупненными ячейками определяется с учетом направлений IJK, если связи нерегулярные, то создаются NNC. Проводимости между крупными ячейками рассчитываются через специальное усреднение проводимостей исходных ячеек. Выполняется уточнение коэффициентов продуктивности скважин и законтурной зоны.

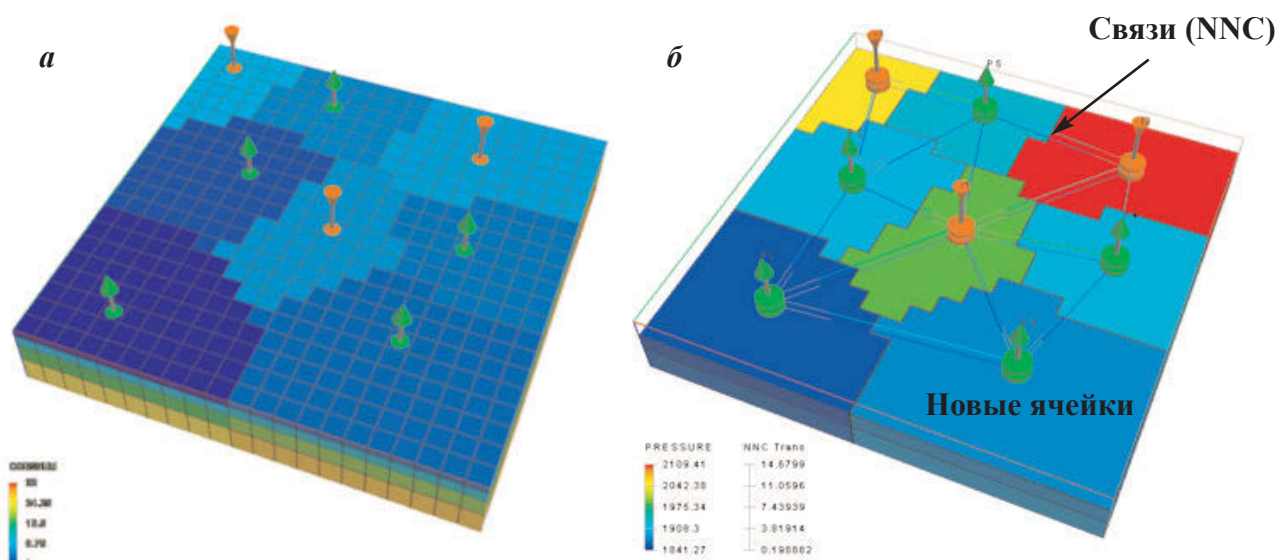


Рис. 1. Исходная модель и массив PEBICELL, построенный только по скважинным данным (а), и ремасштабированная модель с ячейками произвольной формы и новые связи NNC (б)

Совершенствование численной схемы расчета

Для моделирования многофазной фильтрации применяется модель Black Oil. Для численной модели на 3D декартовой и 2,5D триангуляционной сетках использованы наиболее распространенные и апробированные подходы и алгоритмы: для дискретизации – конечно-разностная схема методом Volume Balance (VB), для расчета коэффициентов для неортогональной сетки – метод Control Volume Finite Element (CVFE), для схемы по времени – полностью неявная с линеаризацией методом Ньютона. Для задач средней сложности при решении системы линейных алгебраических уравнений используются итерационные методы ORTHOMIN, (F)GMRES, BiCGStab с предобуславливателями Nested Factorization [3], MILU, ILU(0). Базовые алгоритмы успешно испытаны в тестах SPE, относящихся к моделям Black Oil.

Несмотря на простоту подхода, на самой грубой сетке, построенной только по скважинным данным, получается полностью нерегулярная неортогональная разностная сетка, аппроксимация потоков на которой должна проводиться с учетом мультиточечного шаблона аппроксимации (MPFA). Поэтому предусмотрена аппроксимация потоков с двух- (TPFA) и мультиточечным (MPFA) шаблоном.

Укрупненные ячейки ремасштабированной сетки создают множество нерегулярных связей между собой, из-за чего возникают проблемы со сходимостью стандартного Nested Factorization (NF) и резко увеличивается время счета. Для повышения скорости достижения сходимости решения этот метод был модифицирован. Для трехмерного случая NF имеет 7 векторов-диагоналей, которые участвуют во вложенной факторизации по трем направлениям. Обобщение понятия диагоналей на полную нижнюю L и верхнюю U матрицы, позволяет учесть все несоседние соединения. Для этого потребовалось изменить схему хранения элементов матрицы путем формирования блочной вложенной структуры совместно регулярной и нерегулярной частей и скорректировать схему расчета коэффициентов разложения. Модифицированный NF показал высокую численную эффективность при большом числе NNC по сравнению со стандартной версией алгоритма: в сложных тестовых и полномасштабных задачах число линейных итераций сокращалось в 3-5 раз.

Тестирование подхода на примере теста SPE-8

Для проверки точности и скорости счета реализованных алгоритмов использован тест SPE-8 [2]. На основе декартовой «эталонной» сетки размером 400 ячеек ($10 \times 10 \times 4$) сгенерированы четыре различные сетки (рис. 2, а):

- 1) триангуляционная с 92 узлами (23 в плане и 4 по разрезу); расчет потоков выполнен по TPFA и MPFA схемам аппроксимации;
- 2) укрупненная до 92 ячеек (23×4);
- 3) укрупненная до 44 ячеек (11×4);
- 4) укрупненная до «самой грубой», построенная только по скважинам, с общим числом ячеек 20 (5×4).

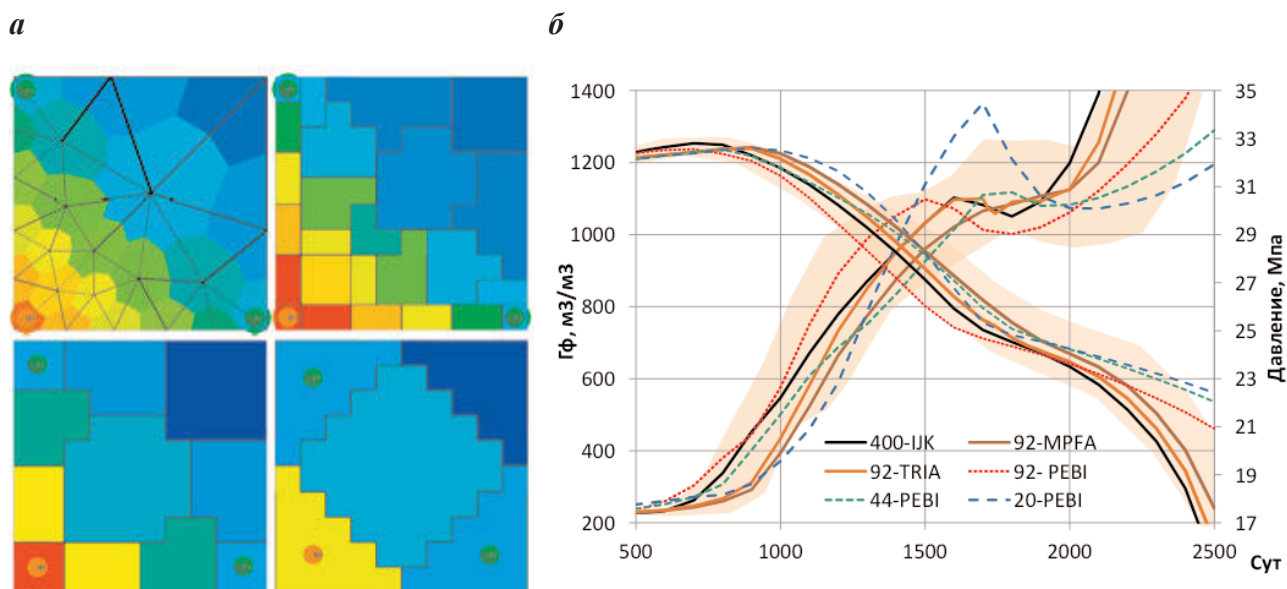


Рис. 2. Сопоставление результатов расчетов:
а – распределение Sgas на различных расчетных сетках;
б – динамика газового фактора и забойного давления скважин

Сравнение расчетов на базе этих сеток с результатами других авторов [2] показано на рис. 2. Несмотря на требование 10%-ной погрешности при прогнозе времени прорыва газа, разброс забойного давления и газового фактора показывают широкий «коридор» значений (отмеченные области на рис. 2) в зависимости от типа (PEBI, триангуляционная, огрубленные стандартной опцией Coarsening) и размерности сеток (17×4–27×4). Динамика давления и газового фактора по всем четырем сеткам практически лежит внутри этих коридоров, за исключением временных диапазонов 2400–2500 сут для сеток малой размерности 11×4 и 5×4.

Интересным является сравнение времени выполнения, представленное в табл. 1. На сетке 2 при сокращении числа ячеек в 4 раза можно достигнуть ускорения расчета до 5 раз, а для сеток 3 и 4 – соответственно в 15 и 220 раз. С учетом того, что если в специальном тесте с прорывом газа отклонения прогнозных параметров до-

Таблица 1

Сетка	Время, число шагов	Нелинейная итерация	Линейная итерация	CPU, сек	Ускорение	Погрешность забойного давления на конец расчета, %
Декартовая	40	324	1431	1,17	1	0,0
1 TPFA	40	151	692	0,57	2,1	7
1 MFPA	34	103	470	0,33	3,6	16
2	39	111	459	0,25	4,7	38
3	32	77	268	0,08	15	45
4	31	68	193	0,005	220	48

пустимы, то в реальных залежах можно получать хорошее соответствие результатов даже на очень грубых сетках, достигая при этом кратного ускорения.

Отметим, что для триангуляционной сетки (см. табл. 1) использование МРФА немного увеличило погрешность решения по сравнению с ТРФА. В целом анализ точности решений при полномасштабном моделировании на огрубленных сетках показал, что опция МРФА не имеет ключевого влияния на точность и может быть опущена в рамках решения практических задач по настройке модели.

Выполнение полномасштабных расчетов

В качестве примера рассмотрим результат создания серии неравномерных сеток разной размерности на базе готовой ГДМ нефтяной залежи с газовой шапкой. Параметры полномасштабной модели: трехфазная (нефть, свободный и растворенный газ, вода), размер $200 \times 330 \times 20$, 282 тыс. активных ячеек, 500 скважин, история разработки – 30 лет, последняя (четвертая) стадия разработки, закачка по смешанной (девятиточечная и рядная) схеме размещения скважин.

Построение сеток выполнялось с использованием границ пласта, разломов, скважинных данных, заданных максимальных размеров ячеек возле скважин, равномерного размещения точек в водонасыщенной зоне с финальным сглаживанием узлов. Участок модели показан на рис. 3. Для «самой грубой» сетки (нулевой уровень дискретизации) использовались только скважинные данные и равномерно распределенные точки с расстоянием, равным удвоенному шагу сетки скважин.

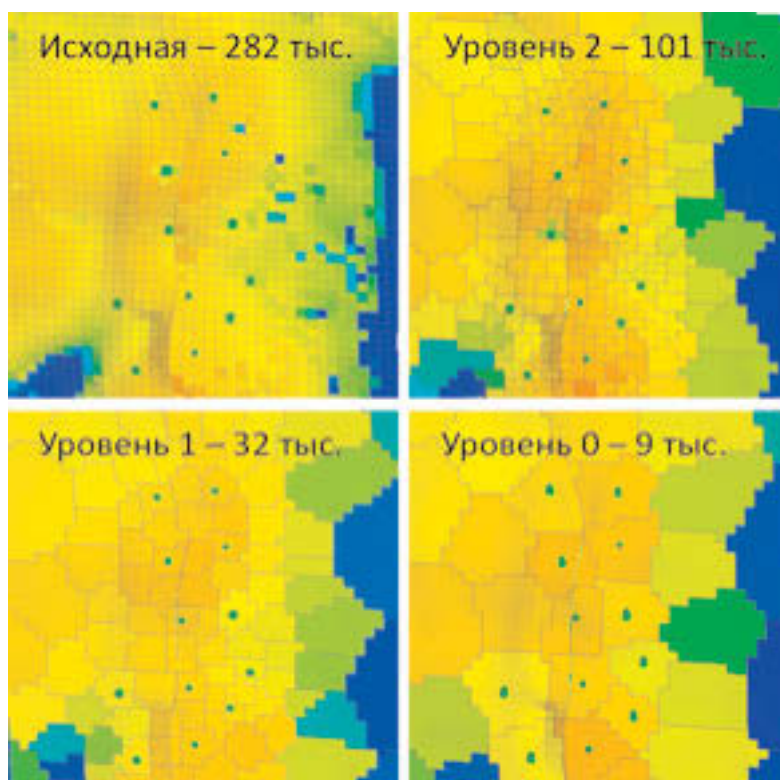


Рис. 3. Участок залежи с разными уровнями детализации сетки

Число ячеек сетки составило 9,3 тыс., что в 30 раз меньше, чем исходная сетка. Результаты расчетов представлены в табл. 2. Из нее видно, что время расчета на «самой грубой» сетке сократилось в 154 раза при погрешности накопленных показателей 1,8 %, текущих – 12 %. Эта сетка использовалась на первых этапах адаптации модели, когда погрешность настройки модели на фактические данные (пластовое давление, накопленная добыча нефти, закачка воды) достигала 20–40 %. По мере улучшения адаптации детализация сетки увеличивалась до уровней 1, 2 и далее приближалась к исходной сетке.

Таблица 2

Параметры	Модель			
	исходная	2	1	0
Ячеек, тыс.	282	101	32	9,3
СРУ, с	45100	14900	1757	293
Доля ячеек, %	100	36	11	3
Ускорение	1	3	26	154
Погрешность, %: текущих показателей	0	3	7	12
накопленных показателей	0	0,9	1,5	1,8

Рассматриваемый подход обеспечивает гибкость в построении сетки и позволяет на каждом этапе адаптации модели использовать «оптимальную» сетку. При этом модель на уровне детализации 0 можно рассматривать как метод материального баланса. В этом случае фактические скважинные данные будут ассоциироваться с параметрами ячеек, и адаптация может быть упрощена и автоматизирована. Для рассматриваемой модели автоматически можно выполнить адаптацию следующих параметров: 1) среднее пластовое давление за счет притока воды по контуру и общий баланс добычи жидкости – закачки воды; 2) пластовое давление и проводимость пласта по данным гидродинамических исследований (ГДИ) за счет модификации проницаемости ячейки со скважиной; 3) забойное давление путем модификации продуктивности или скин-фактора; 4) обводнение с помощью модификации фазовых проницаемостей для нефти и воды.

Результат адаптации поля проницаемости к интерпретации данных ГДИ показан на рис. 3 в виде множителя к исходной проницаемости.

По результатам проведенных тестов и расчетов можно заключить, что наблюдается хорошая устойчивость решения на сетках разной детальности и сходимость решения к результатам на исходной детальной сетке.

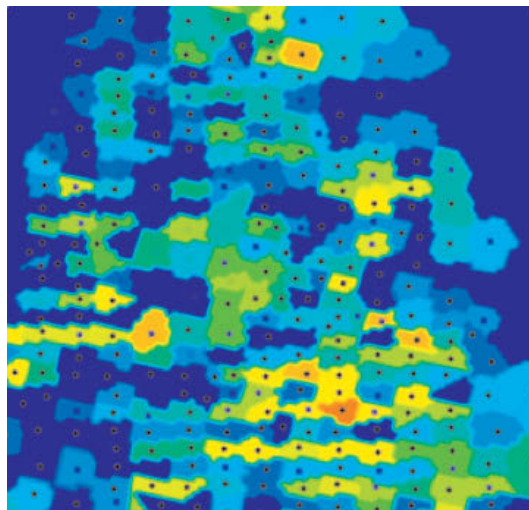


Рис. 3. Распределение множителя к проницаемости, определенное в рамках автоматической адаптации на грубой сетке

Выводы

1. Предложенная методика построения сложных неравномерных расчетных сеток позволяет достичь значительного ускорения расчетов по времени, что является критичным при выполнении многовариантных расчетов на этапе адаптации моделей крупных залежей к истории разработки.

2. Рассматриваемый подход реализован в виде опции в гидродинамическом симуляторе, который для большей гибкости разработан как для сеток «угловой точки», так и для нерегулярных неортогональных сеток.

3. Апробация реализованных алгоритмов выполнена на нескольких полномасштабных моделях залежей нефти и газа с различной размерностью и фазовым состоянием.

4. Перспективы улучшения точности подхода на «грубых» сетках связаны с автоматическим построением и использованием псевдофазовых проницаемостей.

5. На основе предлагаемой стратегии укрупнения сетки и агрегированного мультисеточного метода (Aggregated MG) можно сформировать эффективную численную схему для решения задачи непосредственно на исходной сетке.

Автор выражает благодарность руководству компании ООО «Нова Технолоджиз» за программный продукт FLOWZOOM, использованный при оформлении материалов данной статьи.

Список литературы

1. Schlumberger: Eclipse, Reference Manual, 2007. – 2392 p.
2. Quandle P. Eighth SPE Comparative Solution Project: Gridding Techniques in Reservoir Simulation // SPE-25263-MS. – 1993. – <https://doi.org/10.2118/25263-MS>
3. Appleyard J.R. Nested Factorization // SPE-12264-MS. – 1983. – <http://dx.doi.org/10.2118/12264-MS>

Численное моделирование залежей с высокопроводящими разломами

Н.А. Шевко¹, к.т.н.

¹Газпромнефть Бадра Б.В., Багдад

Адрес для связи: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Ключевые слова: проводящие разломы, залежи с разломами, численное моделирование, сложное структурное строение

Предложена методика моделирования фильтрационных потоков в высокопроводящих разломах поперек и вдоль их простирания. Использован стандартный способ описания разломов через геометрию сетки corner-point и набор несоседних соединений. Учет течения вдоль разломов выполнен на основе численного моделирования потоков, при этом физические процессы соответствуют фильтрации флюидов в породе.

С учетом нерегулярного расположения системы разломов оптимизирован численный алгоритм решения системы уравнений фильтрации. Появление множества несоседних потоков, приводящих к нарушению регулярной структуры матрицы системы уравнений, обусловило проблемы со сходимостью стандартных численных схем и увеличение времени расчетов. Для сохранения эффективности численного алгоритма в условиях множества несоседних соединений и высоких скоростей течения система разломов выделена в отдельный от регулярной структуры сетки объект моделирования. Это обусловило успешное решение в рамках полностью неявного симулятора итерационным методом с предобуславливателем.

Преимущества подхода, заключающиеся в повышении качества адаптации к истории разработки и прогнозирования закачки воды, рассмотрены на примере одного из месторождений Ирака, представленного карбонатным коллектором с интенсивной системой проницаемых и непроницаемых разломов, которые делят его на множество полуизолированных участков.

Показано, что предложенный подход адресного фильтрационного моделирования проводящих разломов является перспективным направлением повышения качества прогнозирования механизма вытеснения углеводородов в залежах, осложненных высокопроводящими тектоническими нарушениями.

Numerical simulation of reservoir with highly conductive faults

N.A. Shevko¹

¹Gazprom Neft Badra B.V., Iraq, Baghdad

E-mail: Shevko.NA@gazpromneft-badra.com

Keywords: complex tectonic disturbances, faulted reservoir, numerical simulation, complex geology, corner-point grids

This paper is devoted to flow behavior prediction in carbonate reservoirs with complex tectonic disturbances. The special technique of fluid flow numerical simulation longwise and crosswise of highly conductive faults was developed. The conventional fault gridding method, that was used herein, describes faults by using of the corner-point geometry and a set of non-neighbor connections (NNC). The flow modeling along the faults was based on numerical simulation of fluid physics corresponding to flux equations in the reservoir.

Considering the irregular faults allocation, the numerical algorithm for solving the fluid equations matrix was optimized. Due to a substantial increase in the number of NNC flows, introducing off-band elements into the matrix equations, numerical convergence problems arise and simulation run time increases, therefore additional techniques and algorithms for solving irregular matrixes are proposed. To preserve the efficiency of the conventional numerical algorithm under the conditions of NNC and high flux rates, the faults system is excluded from the regular grid into the selective modeling object, which is be successfully solved within fully implicit simulator by preconditioned iterative methods.

The efficiency of the technique implementation is presented on a full-scale Black Oil model of one of the Iraqi fields. The advantages of proposed approach are shown for improvement of history matching procedure and forecast production in a case study of the carbonate oil field with an intensive system of faults that divided the reservoir into many semi-isolated areas.

The proposed approach of targeted dynamic modeling of highly conductive faults is a very promising in order to improve the simulation of hydrocarbon recovery mechanism in complex faulted reservoirs.

Моделирование неоднородных карбонатных коллекторов в тектонически активных районах сопряжено с необходимостью всестороннего учета разрывных нарушений как при структурных построениях и выделении изолированных блоков залежи, так и при определении гидродинамической связи различных участков пласта и прогнозировании течения пластовых флюидов в непосредственной близости от выявленных нарушений. Наличие системы тектонических нарушений: разломов и приуроченных к ним высокопроводящих зон разрушения, разуплотнения породы (разломов) – дополнительно усложняет структуру коллектора и внутрипластовые процессы фильтрации. Для повышения качества прогнозирования разработки и уточнения механизма вытеснения углеводородов для таких пластов предложен подход адресного моделирования фильтрационных потоков в высокопроводящих разломах (зонах, каналах).

В связи с необходимостью описания нерегулярного расположения системы разломов в рамках традиционного гидродинамического моделирования с использованием геометрии «угловой точки» выполнена модификация алгоритмов численного решения уравнений фильтрации. Показана эффективность реализации

подхода в разработанном симуляторе Black Oil на полномасштабной модели одного из месторождений Ирака.

Способы изучения и моделирования разломов и трещин

В зависимости от масштаба разломы и трещины можно условно разделить на следующие группы.

1. Крупные разломы, линеаменты со смещением – выделяются по сейсмическим данным, волновому полю.

2. Средние разломы без смещения, длинные трещины, зоны трещиноватости – выделяются по сейсмическим атрибутам.

3. Микротрещины – выделяются по скважинным данным (FMI, акустика), керновым данным (описание, шлифы, томография).

Изучение скважинных и промысловых данных не подтвердило наличия микротрещиноватости на рассматриваемом месторождении. Поэтому основное внимание было сконцентрировано на выделении дизъюнктивных нарушений (разломов и трещин) первой и второй групп и их учете в геологическом и гидродинамическом моделировании.

Современное моделирование системы трещин и разломов выполняется совместно в едином графе построений и подразумевает три этапа.

1. Создание структурного каркаса, учитывающего крупные разломы со смещением структурных поверхностей пластов; выделение изолированных доменов и блоков залежи; построение геологической сетки с учетом геометрии граничных поверхностей и особенностей напластования.

2. Создание модели дискретной сети трещин (DFN), учитывающей разломы без смещения, длинные и диффузные трещины.

3. Создание модели двойной пористости и двойной проницаемости (DPDP), включая перенос на гидродинамическую сетку дискретных объектов и расчет свойств второй (трещиноватой) среды; настройка параметров пористой и трещиноватой среды на историю разработки (прорывы воды, интерференцию, гидродинамические исследования (ГДИ)).

Идентифицированные средние разломы и длинные трещины на этапе создания DFN из-за трудоемкости их последующего прямого фильтрационного моделирования усреднялись в обобщенную модель двойной среды DPDP, которая моделировалась с использованием стандартных подходов в коммерческих симуляторах [1]. Такое объединение системы разломов и трещин в одну трещинную среду не позволяет корректно описать их реальное поведение [2]. Отдельное, адресное моделирование разломов и длинных трещин в рамках коммерческих симуляторов возможно, однако только в виде статических барьеров, ограничивающих переток флюида. Геометрия барьеров учтена через координатные линии геологической сетки (этап 1) или «зигзагообразным» способом между ячейками

сетки. Статические свойства разломов учтены в виде множителей, ограничивающих проводимость между смежными ячейками по разные стороны барьера.

На базе существующих инструментов фильтрационного моделирования, таких как регулярная расчетная сетка, локальное измельчение сетки (LGR), несоседние соединения (NNC) и задание порядка IJK-нумерации, рассмотрим приемы, позволяющие с достаточной точностью моделировать наличие одиночного разлома (длинной трещины), проходящего по границам ячеек. Для оценки численной эффективности каждого из приемов в качестве базового численного алгоритма используем итерационный метод Orthomin (направлений – 5, максимум итераций – 15) с преобуславливанием посредством Nested Factorization (NF) [3].

За основу возьмем тест SPE-1 [4], где моделируется закачка газа в нефтенасыщенный пласт с проводимостью $0,9 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$. Параметры разлома (и приуроченной к нему зоны) примем следующими: ширина – 10 м, пористость – 30 %, проводимость $10 \text{ мкм}^2 \cdot \text{м}$ (рис. 1, а).

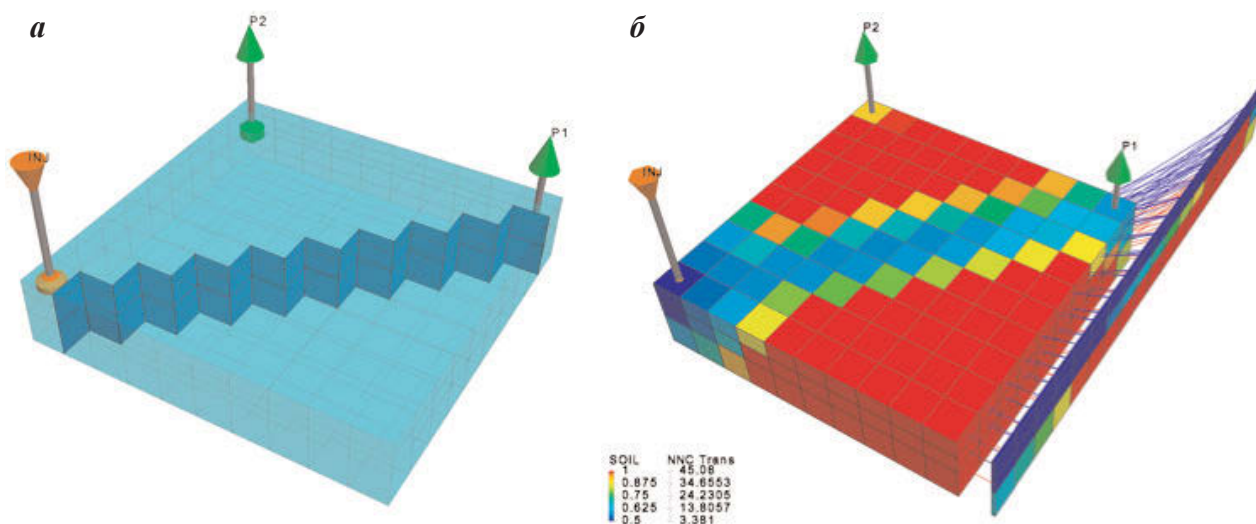


Рис. 1. Схемы размещения 3D сетки и разлома без смещения (а) и отдельного описания пласта и разлома (б)

Рассмотрим особенности основных приемов моделирования (табл.1).

1. Модель одной среды с суммарными проводимостями и поровым объемом ячеек породы и проходящего через них разлома. Простой прием, однако не обеспечивающий достаточной точности расчета времени прорыва газа и коэффициента извлечения нефти (КИН).

2. Измельченная сетка вдоль координатных линий, ассоциированных с разломом. Недостатками являются наличие большого числа дополнительных ячеек и самая низкая скорость расчета.

3. Локальное измельчение сетки (LGR) – много дополнительных ячеек.

4. Модель DPDP – разлом описан второй средой, стандартный для модели порядок нумерации уравнений при факторизации, т.е. сначала вложенные ячейки

Таблица 1

Модель	Шаг, сут	Число итераций, 10^3		
Без разлома	69	0,20	0,6	1
Одна среда (1)	62	0,23	1,1	1,9
Мелкая сетка (2)	8	2,20	22,6	38
LGR (3)	32	0,59	6,2	10
DPDP (4)	13	1,38	14,0	23
Две КИ-среды (5а)	60	0,28	2,6	4,3
Отдельные среды (5б)	19	1,23	13,4	22

первой и второй среды, затем по направлению сильных связей (по оси Z в данном примере). Метод уступает другим способам из-за указанного порядка нумерации, который не дает преимуществ при моделировании разломов.

5. Вторая среда отдельно, связь с сеткой через NNC – более гибкий способ адресного учета разломов. Рассмотрено два варианта: а) разлом описан регулярной расчетной сеткой той же размерности (NX, NY) и вложен в первую среду по аналогии с DPDP, но со сквозным порядком нумерации сразу по сильным связям (по оси Z), в результате получен самый быстрый расчет; б) разлом описан нерегулярной сеткой отдельно, нумерация независимая для сетки и разлома, факторизуется также отдельно (см. рис. 1, б).

Метод NF чувствителен к выбору порядка исключения каждого вложенного направления ИК. Поэтому, несмотря на схожесть подходов 4, 5а и 5б, получена значительная разница в результатах теста (число линейных итераций использовалось как аналог времени). Учитывая результаты тестов (см. табл. 1), можно сделать вывод, что предпочтительнее моделировать разломы отдельно, однако требуется модифицировать алгоритм численного решения системы уравнений.

Предлагаемый вариант моделирования разломов

Высокопроводящие разломы и ближайšie к ним зоны разуплотнения коллектора могут проводить флюид не только поперек, но и вдоль своего простирания, связывая различные участки залежи и существенно влияя на динамику разработки и выработку запасов.

Основными являются следующие проблемы моделирования течения флюидов в высокопроводящих разломах в рамках геометрии «угловой точки»: 1) описание нерегулярной сети разломов в рамках регулярной геометрии сетки; 2) сложность геометрии перетоков пересекающих разлом со смещением, расчет их коэффициентов проводимости и появление множества несоседних ячеек; 3) наличие силь-

ных связей и «быстрых» потоков вдоль разломов; 4) связь между пересекающимися разломами.

Для практического решения рассматриваемой задачи в рамках традиционного симулятора предлагается следующий подход:

- стандартный способ дискретизации разломов вдоль простирания – через геометрию «угловой точки»;
- независимая от сетки дискретизация разломов по Z направлению;
- выбор схемы подключения разлома к ячейкам сетки через NNC с учетом типа соединения: изолированный, проводящий поперек, проводящий поперек и вдоль;
- расчет проводимости сегментов разлома с ячейками породы и между сегментами разлома стандартным способом по двухточечному шаблону [1, 5];
- учет течения вдоль разломов в соответствии с физикой процессов в породе;
- сохранение каждого дискретного разлома в виде набора сегментов (ячеек) 1D и 2D объектов и их связей с ячейками сетки, с сегментами других разломов.

Примеры некоторых вариантов дискретизации разломов приведены на рис. 2.

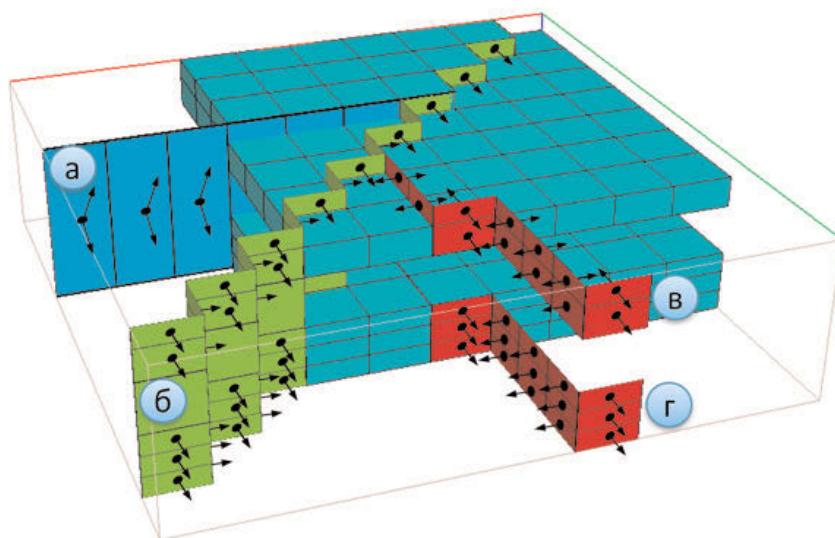


Рис. 2. Примеры дискретизации разломов вдоль и поперек простирания (стрелками показаны связи сегментов разлома с ячейками породы):
a – 1D разлом с одним сегментом по разрезу; ***б*** – разлом через весь пласт;
в – частичный разлом со связью с породой по обе стороны;
г – разлом на нижнюю часть пласта с односторонней связью с породой

Математическая и численная модели

Для моделирования многофазной фильтрации в породе и течения вдоль высокопроводящих разломов использована стандартная модель Black Oil. Для численной модели применены наиболее распространенные и апробированные подходы и алгоритмы: в качестве метода дискретизации – конечно-разностная схема методом Volume Balance (VB); по времени – полностью неявная схема с решением нелинейных уравнений методом Ньютона; уравнения скважин – неявные с тремя

где D_{wells} , D_{aqu} , D_{faults} , D_{lgrs} , D_{grid} – матрицы, относящиеся соответственно к скважинам, законтурной зоне, длинным трещинам/разломам, LGR и пласту; L_{ij} и U_{ij} – матрицы связи; X , F – векторы решения и правой части уравнений. В зависимости от сложности связей и размерности D_{faults} может исключаться разными методами, например, ILU(0) или прямым методом.

3. Реализация двухстадийного предобуславливателя Constrained Pressure Residual (CPR). Поход позволяет улучшить сходимость итерационного процесса в сильно неоднородных коллекторах и при значительной разнице проводимостей породы и разломов. На первой стадии решаются уравнения для редуцированного давления (за счет true-IMPES формулировки) с использованием GMRES с факторизацией NF и компенсацией rowsum, а на второй стадии – ORTHOMIN и MNF с ослабленной colsum процедурой.

Рассмотренные приемы успешно реализованы в виде опции в созданном гидродинамическом симуляторе, который для проверки качества реализации и надежности алгоритмов прошел необходимые SPE тесты.

Эффективность схемы при полномасштабном моделировании

Представленные выше модификации показали свою высокую численную эффективность при полномасштабном моделировании закачки воды в карбонатный коллектор, представленный 8 пластами и осложненный 49 разломами различной проводимости. Параметры модели, следующие: трехфазная (нефть, газ, вода), размерность $167 \times 99 \times 200$, 1,5 млн активных ячеек, 22 скважины (рис. 3).

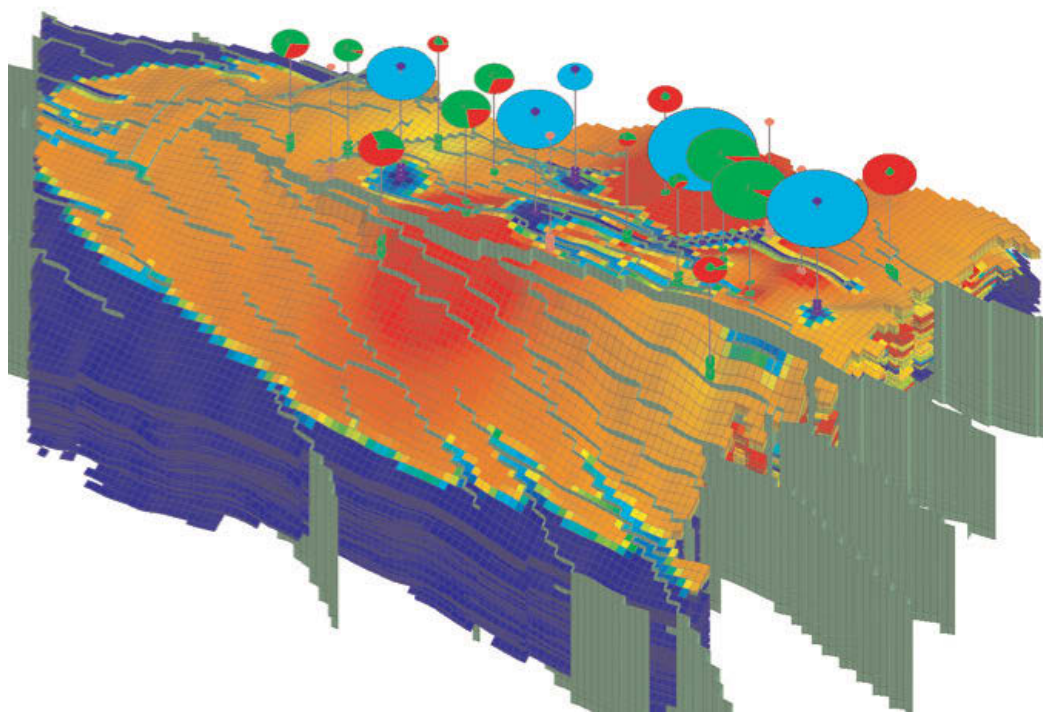


Рис. 3. Общий вид модели с проводящими разломами

Время расчета полномасштабной модели с проводящими разломами сокращено с 125 до 22 ч, или более чем 5 раз (табл. 2). Это позволило выполнить многовариантные расчеты в короткие сроки. Улучшение сходимости линейных итераций привело к уменьшению числа итераций на шаге и увеличению размера временного шага (с 2,8 до 13,5 сут), необходимого для обеспечения сходимости.

Таблица 2

Алгоритм	Время расчета, ч	
	без учета разломов	с учетом разломов
Стандартный	4,3/5,8	67/125+
Предлагаемый	4,6/5,9	13/22

Примечание. В числителе приведены значения для упругого режима, в знаменателе – для режима заводнения.

Практические результаты моделирования

В процессе разработки залежи на упругом режиме были отмечены некоторые особенности, не описываемые традиционной моделью с использованием одинарной пористости, такие как:

- значительное снижение начального пластового давления в районе новых скважин, расположенных в 2–4 км от зоны отбора;
- сверхинтенсивная интерференция скважин на отдельных участках, не приуроченная к высокопродуктивным прослоям;
- повышенные продуктивные характеристики пласта на удалении более 70–100 м от скважин, идентифицируемые по ГДИ или по длительной динамике дебита;
- активное снижение давления через высокоамплитудные разломы, несмотря на нарушенную связность пластов соседних блоков.

Наличие активной диффузионной трещинной среды не подтвердилось ни по керну, ни по ГДИ. Однако такие эффекты вполне могут быть воспроизведены при детальном моделировании потоков флюидов поперек и вдоль высокопроводящих разломов и приуроченных к ним зонам разуплотнения.

Адресное расположение сети связанных разломов и возможность индивидуального задания параметров разломов при адаптации модели позволила без апскейлингов DFN и измельчения сетки настроить начальные давления, воспроизвести интерференцию и динамику пластовых и забойных давлений скважин.

В результате настройки модели оценена проводимость 9 высокопроводящих разломов, определены 2 полуразлома и 9 непроницаемых разломов. Оставшийся 31 разлом не может быть достоверно настроен по существующим данным, из них 16 – скорее всего не влияют на разработку пласта на упругом режиме, 5 – расположены вблизи скважин и существенно влияют на показатели разработки. По этой

причине неопределенность в настройке разломов была учтена при анализе рисков и многовариантных прогнозных расчетах.

Скважины-кандидаты для перевода под закачку подбирали из числа пробуренных. Прогноз показателей разработки выполнялся при вариации неопределенных параметров разломов. Результаты расчетов для трех вариантов сведены в табл. 3.

Таблица 3

Модель разломов	Упругий режим		Заводнение		ΔКИН %
	WCT, %	КИН	WCT, %	КИН	
Отсутствуют	2	1,04	25	1,18	+13,5
Частично-проводящие	5	1,11	52	1,10	-0
Высокопроводящие	7	1,20	65	1,11	-7,5

Примечание. WCT – обводненность.

По результатам расчетов, выполненных с учетом проводящих разломов, можно отметить следующее. Для упругого режима расчетный КИН выше из-за лучшей сообщаемости блоков пласта, выравнивания давления по разрезу через связывающие их разломы, улучшенной связи с законтурной зоной через развитую систему проводящих каналов. При заводнении отмечается резкий рост обводненности по скважинам, расположенным вблизи активных разломов, особенно в зонах с подтвержденной сверхвысокой интерференцией. Это существенно снижает экономическую эффективность проекта: потери из-за перевода скважин и опережающего обводнения ближайших добывающих скважин. Неравномерность вытеснения нефти водой показана на рис. 4.

Таким образом, модель без разломов при закачке воды показывает возможный прирост накопленной добычи нефти на 14 %, модель с частично-проводящими разломами – практически нулевой прирост, а модель с высокопроводящими разломами – снижение на 7 %. Анализ чувствительности неопределенных параметров разломов показал, что мероприятия по заводнению в сильно неоднородных пластах с активными проводящими разломами имеют высокие технологические риски. Для снижения степени неопределенности необходимо проведение специальных исследований по гидропрослушиванию скважин.

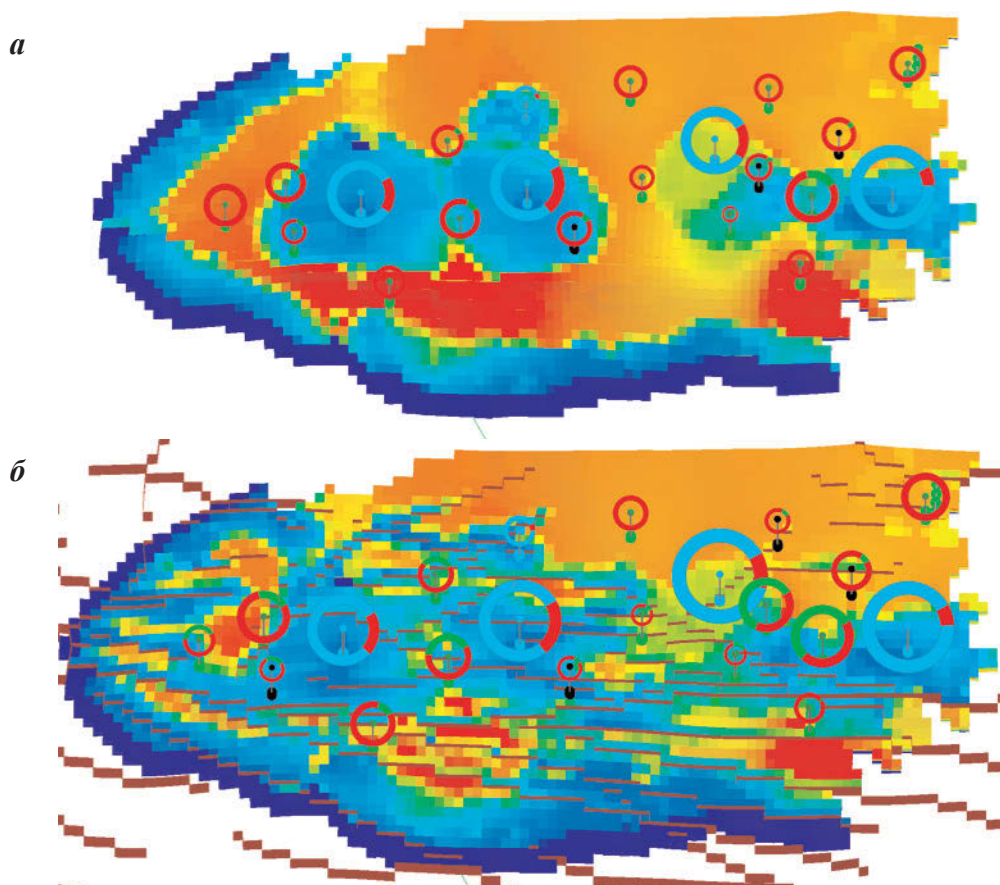


Рис. 4. Распределение нефтенасыщенности при закачки воды в модели без разломов (а) и модели с высокопродящими разломами (б)

Выводы

1. Предложенный подход адресного фильтрационного моделирования высокопродящих разломов позволил улучшить качество адаптации и прогностическую способность гидродинамической модели карбонатного коллектора, осложненного множественными тектоническими нарушениями.

2. Идентификация, оценка свойств и полномасштабное моделирование разломов и зон трещиноватости являются перспективным направлением оценки механизма вытеснения углеводородов в неоднородных трещиноватых карбонатных коллекторах.

3. Практическая реализация рассмотренного подхода сопряжена со сложностью численного моделирования нерегулярной сети высокопродуктивных дискретных разломов, что требует оптимизации стандартных численных алгоритмов многофазной фильтрации.

4. Успешность закачки воды в пласт и эффективность выработки запасов в карбонатных коллекторах может существенно зависеть от геометрии и динамических характеристик разломов, что требует детального изучения сейсмической и геолого-промысловой информации.

Автор выражает благодарность руководству компании ООО «Нова Технолоджиз» за программный продукт FLOWZOOM, использованный при оформлении материалов данной статьи.

Список литературы

1. *Fung L.S.K., Al-Shaalan T.M.* Parallel iterative Solver for the Dual-Porosity, Dual-Permeability System in Fractured-Reservoir Simulation // IPTC-10343. – 2005.
2. *Sun J.* Characterization and simulation of discrete fracture networks in unconventional shale reservoirs: Ph.D. Dissertation, Petroleum Engineering, 2016. – 212 p.
3. *Appleyard J.R.* Nested Factorization // SPE-12264-MS. – 1983. – <http://dx.doi.org/10.2118/12264-MS>
4. *Odeh A.S.* Comparison of Solutions to a 3D Black-Oil Reservoir Simulation Problem // SPE-9723-PA. – 1981. – <https://doi.org/10.2118/9723-PA>
5. *Schlumberger:* Eclipse, Reference Manual, 2007. – 2392 p.
6. *Xu Y., Filho J.S., Sepehrnoori K.* Discrete-Fracture Modeling of Complex Hydraulic-Fracture Geometries in Reservoir Simulators// SPE-183647-PA.-2017. – <https://doi.org/10.2118/183647-PA>

Математическая модель движения проппанта в трещине гидроразрыва

А.С. Шляпкин¹, А.В. Татосов², д.-ф.м.н.

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

²Тюменский гос. университет

Адреса для связи: ShlyapkinAS@tmn.lukoil.com, ATatosov@utmn.ru

Ключевые слова: трещина гидроразрыва пласта (ГРП), пористая среда, вязкая жидкость

В статье приведен краткий обзор математических моделей, используемых в коммерческих симуляторах гидроразрыва пласта (ГРП). В основе рассматриваемой математической модели лежит PKN-постановка, описывающая одиночную вертикальную трещину. Показан процесс формирования трещины ГРП при закачивании в скважину вязкой жидкости с примесью частиц. Предложена модель развития трещины с учетом потерь жидкости на просачивание в пористую среду и падения взвешенных частиц под действием силы тяжести. Проведен детальный анализ роста осадка, обусловленного просачиванием жидкости ГРП в пористую среду. Показано, что наличие частиц существенно влияет на процесс раскрытия трещины. Рост трещины при наличии частиц ограничен, окончательная ее форма зависит от состава смеси и способа закачки — давления на входе, объемного содержания частиц, объема оторочки (чистой жидкости ГРП без примеси). Все эти факторы учитываются в предложенной модели. Дано описание решения задачи о расчете параметров вертикальной трещины ГРП для реальной скважины. Выполнено сравнение с результатами расчетов, полученных на зарубежном аналоге модели. Результаты расчетов позволяют охарактеризовать остаточную форму трещины или подобрать технологические параметры при проведении ГРП.

The mathematical model of motion of propping agent in hydraulic fracture

A.S. Shlyapkin¹, A.V. Tatosov²

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, RF, Tyumen

²Tyumen State University, RF, Tyumen

E-mail: ShlyapkinAS@tmn.lukoil.com, ATatosov@utmn.ru

Keywords: hydraulic fracture, porous medium, viscous liquid

The short overview of the mathematical models used in commercial simulators of hydraulic fracturing is provided in work. At the heart of considered mathematical model the PKN statement describing single vertical crack lies. Process of forming of crack of hydraulic fracturing at injection in well of viscous liquid with impurity of particles is shown. The model of development of crack taking into account fluid losses on leakage in porous medium and falling of suspended particles by gravity is offered. The detailed analysis of growth of the deposit caused by fluid seepage of hydraulic fracturing in porous medium is carried out. It is shown that availability of particles significantly influences process of disclosure of crack. Crack growth in the presence of particles is limited, its final shape depends on blend composition and way of downloading — inlet pressure, the volume maintenance of particles, bank volume (pure liquid of hydraulic fracturing without impurity). All these factors are considered in the offered model. The solution of task on calculation of parameters of vertical crack of hydraulic fracturing for real-life well is described. Comparison with results of the calculations received on foreign analog is made. Results of calculations allow to characterize residual form of crack or to pick up technology parameters for achievement of desirable results at formation fracture.

В настоящее время большое количество скважин эксплуатируется с применением технологии гидроразрыва пласта (ГРП). В отдельных случаях проведение ГРП может приводить к негативным последствиям, в частности, преждевременному обводнению скважины в результате прорыва по трещине нагнетаемых или подошвенных вод. Для оценки и предупреждения подобных последствий, а также в целом для повышения успешности проведения ГРП и минимизации рисков широко используются симуляторы ГРП – специализированное программное обеспечение, позволяющее по набору входных параметров рассчитать геометрические параметры трещин, разработать рекомендации для проведения операции. Функционал существующих симуляторов ГРП включает множество опций, основные из которых приведены на рис. 1 [1]



Рис. 1. Основной функционал симуляторов ГРП

Поскольку априорная информация о развитии трещины и ее параметрах труднодоступна, при проведении ГРП целесообразно опираться на результаты моделирования в симуляторах. Однако сложность происходящих в пласте процессов (деформации), их нелинейность и сильное взаимное влияние большого числа факторов делают затруднительным создание единой модели. В общем случае для описания геометрии трещины требуется учет напряженно-деформированного состояния, влияния состояния скважины и перфорации, конструкции оборудования и режимов закачки жидкости разрыва, состава и свойств породы, учета собственной трещиноватости породы и др. Многофакторность процесса образования трещин обуславливает использование различных математических моделей (одномерных, двумерных, трехмерных и псевдотрехмерных).

Теоретические аспекты, описывающие формирование трещин ГРП, были рассмотрены в середине XX века [2–4]. Трещины в фундаментальных научных работах представлены в виде плоских сечений, их распространение возможно в продольном направлении, также вводятся допущения в отношении линейных размеров самой тре-

щины. Нелинейность уравнений, используемых для описания процесса зарождения, развития и формирования остаточной формы трещины, накладывает существенные ограничения на применение численных схем, применяемых для решения этих уравнений. Низкая сходимость приводит к существенному упрощению вычислительных сценариев, часто к уменьшению размерности самой задачи и рассмотрению ее как совокупности отдельных процессов. Примером может служить задача о поведении трещины в окрестности ее «носика».

Рассматривая классификацию существующих математических постановок, можно выделить четыре большие группы по признаку детализации описываемого процесса и, как следствие, размерности уравнений, входящих в систему [5, 6].

В одномерной постановке давление в трещине и ее ширина связаны между собой алгебраически или интегрально. Повышение размерности модели на единицу приводит к описанию системы с использованием теории плоских деформации. Наиболее сложные варианты с использованием трехмерных моделей позволяют точнее описать процесс развития трещины, спрогнозировать ее генеральное направление, однако в настоящее время они используются редко ввиду сложности вычислительных алгоритмов и сильной нелинейности. На практике чаще применяются так называемые псевдотрехмерные модели, в которых геометрия трещины описывается все тем же плоским сечением.

В существующих коммерческих симуляторах наиболее распространенными моделями трещин являются Planar 3D и Pseudo3D. Несмотря на предположение о плоском профиле трещины в псевдотрехмерных моделях, модель планарных (или плоских) трещин позволяет решать прикладные задачи со сложной структурой трещины, рассматривать двумерную задачу потока, а также описывать движение примеси частиц по трещине [7, 8].

Несмотря на то, что рынок программного обеспечения насыщен разнообразными симуляторами ГРП, научная деятельность в данной сфере не теряет своей актуальности. Из последних значимых программных комплексов, позволяющих моделировать ГРП, стоит отметить симулятор ГРП в составе комплекса РН-ГРИД компании «Роснефть» [8] и проект «КиберГРП», который реализуется в настоящее время на базе Научно-технического центра (НТЦ) «Газпром нефти», МФТИ, Сколковского института науки и технологий, Санкт-Петербургского политехнического университета, Института гидродинамики при участии Министерства науки и образования РФ.

Одним из направлений исследований, которые способны расширить функционал программного обеспечения, является моделирование трещин ГРП с учетом влияния вязкой смеси на поведение трещины. Данное направление представляется особенно важным ввиду недостаточной теоретической изученности процесса, а также отсутствия достаточного количества априорной информации о развитии трещины непосредственно в пласте. При таких условиях математический аппарат для прогнозирования развития трещины можно считать едва ли не единственным действенным инструментом, позволяющим строить прогнозные сценарии.

Рассмотрим некоторые результаты проведенных авторами научных исследований, включающих математическую постановку задачи для одномерного случая, описание движения проппанта по трещине ГРП и определение остаточной формы трещины с учетом процесса фильтрационных утечек жидкости ГРП в породу [9].

Для описания вертикальной трещины разрыва в работе используется постановка РКН (Perkins, Kern, Nordgren) [4]. Для задания локальной области трещины вводятся зона фильтрационных утечек Y и свободная от осадка зона ε , наличие которой определяет существование решения задачи в математическом смысле (рис. 2). Для геометрических размеров L , δ в рассматриваемой постановке справедливо соотношение: $\delta \ll h \ll L$ (h – высота трещины). Серым цветом на рис. 2 обозначена область формирования осадка за счет прилипания дисперсионной фазы к стенкам трещины и последующего стекания.

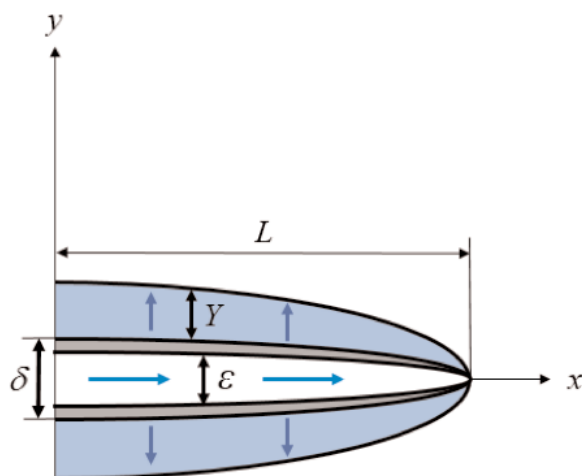


Рис. 2. Схематичное представление трещины ГРП

Основная система уравнений имеет вид [9]

$$\begin{aligned} \frac{\partial \delta}{\partial t} + \frac{\partial(\varepsilon u)}{\partial x} &= -2\nu; \\ \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + \frac{\partial(\varepsilon u)}{\partial x} &= -\frac{2}{1-\alpha} \nu - \frac{\alpha}{1-\alpha} w; \\ \frac{\partial(\alpha \varepsilon)}{\partial t} + \frac{\partial(\alpha \varepsilon u)}{\partial x} &= -\frac{2\alpha}{1-\alpha} \nu - \frac{\alpha}{1-\alpha} w; \\ u &= -\frac{b}{12\eta_\alpha} \delta^2 \frac{\partial \delta}{\partial x}; \\ \frac{\partial Y}{\partial t} &= \frac{\nu}{\beta}, \end{aligned} \tag{1}$$

где u – средняя скорость потока смеси, α – отношение объемной доли жидкости ГРП к объемному содержанию дисперсионной фазы в осевшем слое.

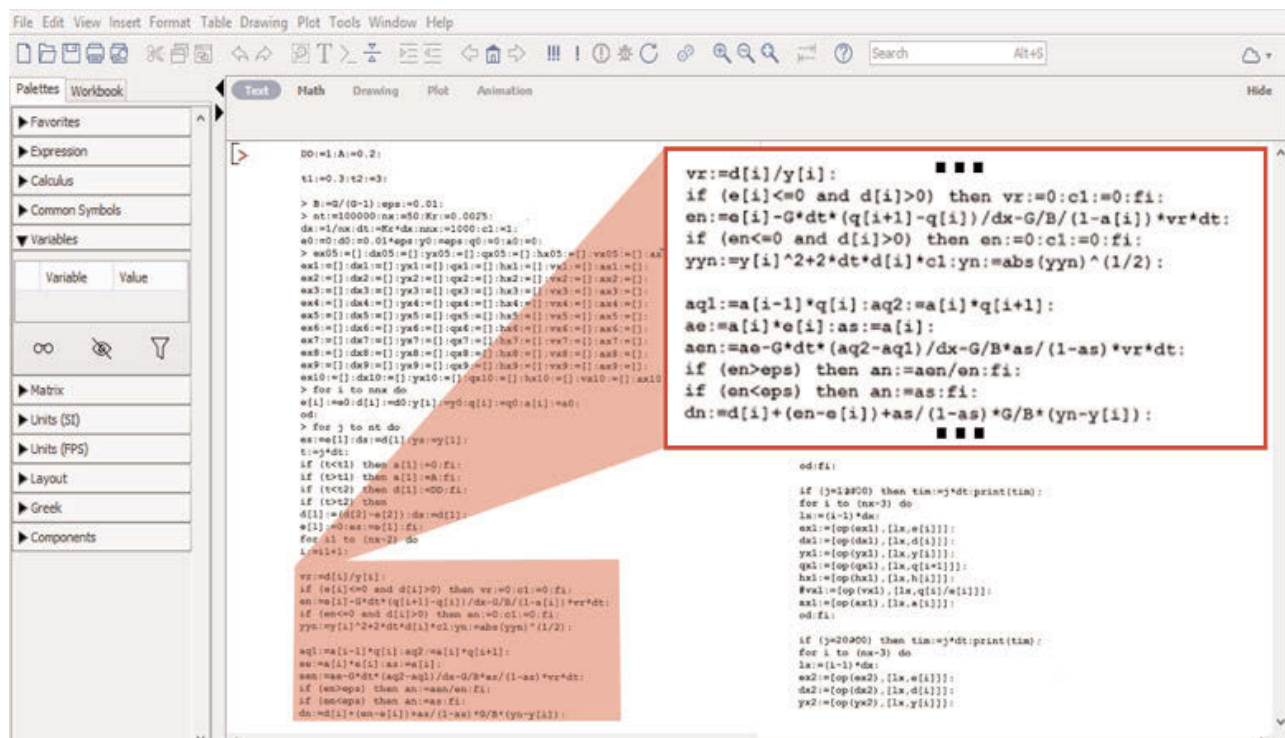


Рис. 3. Фрагмент кода программно-вычислительного модуля

Система (1) исследована численно с использованием явной схемы. Реализация математической модели выполнена с использованием системы компьютерной математики Maple. Фрагмент рабочего окна программы показан на рис. 3.

Проверка адекватности решения выполнена с использованием результатов моделирования в коммерческом симуляторе MFrac. В качестве входных параметров заданы свойства подаваемой смеси, время и интенсивность закачки, модули деформации. В результате выполненного расчета получены длины трещин, сопоставимые с результатами расчета на зарубежном аналоге. При этом наибольшая точность наблюдается при расчете ширины трещины. Для иллюстрации работы программного модуля, основанного на рассматриваемой математической модели, на рис. 4 приведены результаты расчетов состояния трещины в некоторый произвольный момент времени.

Подводя итог, отметим, что совершенствование методов моделирования ГРП необходимо как с экономической, так и научной точки зрения. Российские научные разработки в области математического моделирования имеют большое практическое значение для нефтяных компаний.

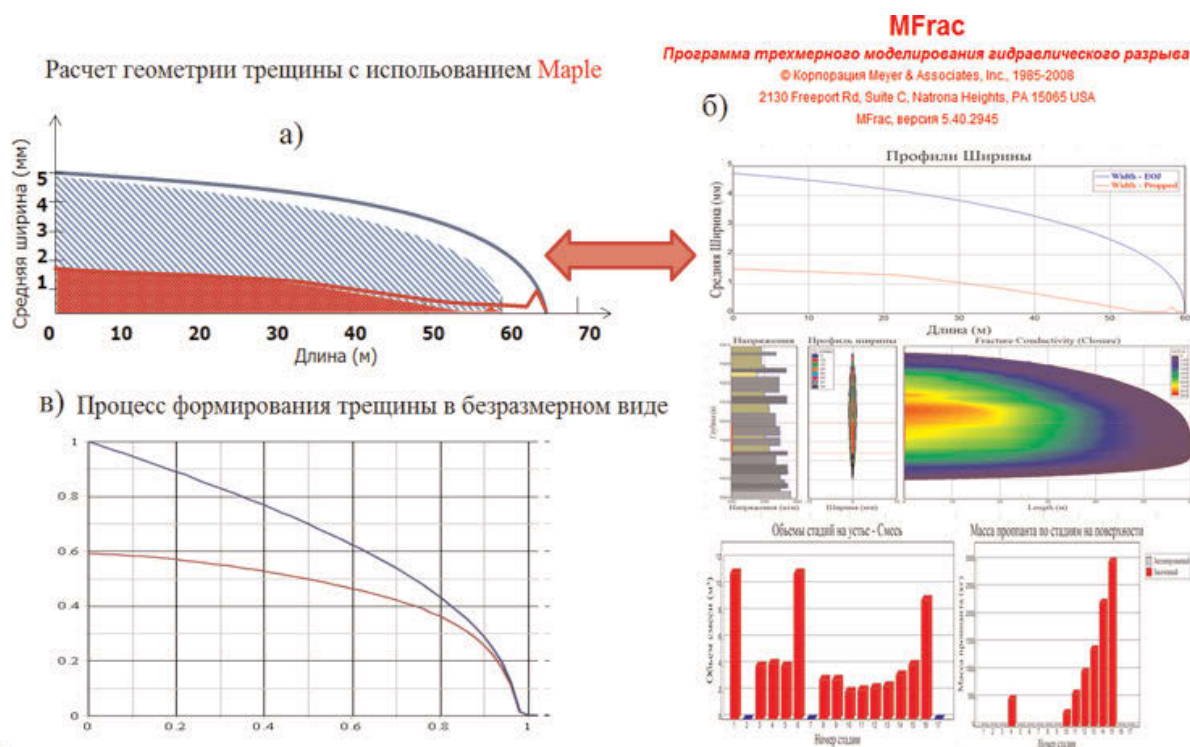


Рис. 4. Схема выполнения расчетов и проверки результатов моделирования

Список литературы

1. *Computer simulation of hydraulic fractures* // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – V. 44. – Issue 5. – 2007. – P. 739–757.
2. Желтов Ю.П., Христианович С.А. О гидравлическом разрыве нефтяного пласта // Изв. АН СССР. Отд. техн. н. – 1955. – № 5. – С. 3–41.
3. Geertsma J., De Klerk F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures // J. Pet. Tech. – 1969. – No. 12. – P. 1571–1581.
4. Perkins T.K., Kern L.R. Widths of hydraulic fractures // J. Pet. Tech., Trans. AIME. – 1961. – V. 222. – P. 937–949.
5. Методы моделирования зарождения и распространения трещины / С.Г. Черный [и др.] // Институт вычислительных технологий СО РАН. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2016. – 312 с.
6. Математические модели гидроразрыва пласта / Д.В. Есипов [и др.] // Вычислительные технологии. – 2014. – Т.19. – № 2. – С. 33–61.
7. Старобинский Е.Б., Степанов А.Д. Использование явной схемы интегрирования по времени при моделировании гидроразрыва пласта с применением модели Planar3D // PRОнефть. Профессионально о нефти. – 2019. – Т. 12. – № 2. – С. 15–19.
8. Валидация модели трещины гидроразрыва Planar3D, реализованной в корпоративном симуляторе «РН-ГРИД» / А.В. Пестриков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 46–50.
9. Татосов А.В., Шляпкин А.С. Движение пропанта в раскрывающейся трещине гидроразрыва пласта // Изв. Саратовского ун-та. Новая серия. Математика. Механика. Информатика. – 2018. – Т. 18. – Вып. 2. – P. 217–226.

Оценка состояния почвенно-растительного покрова на территории шламовых амбаров ХМАО – Югры

Е.В. Талипова¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Адрес для связи: TalipovaEV@tmn.lukoil.com

Appraisal of the vegetation and topsoil state in the area of waste pits within the territory of Khanty-Mansiysk Autonomous District – Yugra

E.V. Talipova¹

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: TalipovaEV@tmn.lukoil.com

One of the relevant problems in hydrocarbon production is drilling waste generation. A temporary sludge tank and/or waste pit arrangement is provided for drilling waste accumulation and/or disposal within a well pad. It is generally known that according to the Control and Supervision Service for Environmental Protection, Wildlife Resources and Forestry Affairs of the Khanty-Mansiysk Autonomous District-Yugra (KhMAD-Yugra), 507 waste pits (308.6 ha) were surveyed in the KhMAD-Yugra over 2015, among which 481 areas (284.3 ha – 95 %) were recognized as statutorily compliant. In 2014, a commission of the Yugra Service for Supervision of Natural Resource Usage surveyed 168 recultivated areas earlier occupied by waste pits, among which 148 (88 %) were recognized as statutorily compliant. Thus, a timely return of disturbed and reclaimed soils earlier occupied by waste pits to the forestry fund lands in the KhMAD-Yugra territory is a vital task for all gas producers.

The purpose of work is a comprehensive appraisal of the state of vegetation and topsoil formed in the territory of recultivated waste pits in the license areas of LUKOIL-West Siberia LLC.

The main objectives of appraisal of the vegetation and topsoil reclamation state are:

- studying of the chemical composition of drilling cuttings in waste pits recultivated more than 20 years ago;
- appraisal of the vegetation reclamation level in the disturbed territory (projective cover of soils);
- description of the vegetation species diversity with growing of dominating species;
- development of proposals towards the measures for recultivation of waste pits.

From 2015 to 2016, employees of the V.V. Dokuchaev Soil Science Institute performed field, cameral and laboratory works to survey disturbed areas at the locations of waste pits (hereinafter—WP) in the license areas of LUKOIL-West Siberia LLC.

The waste pits to be analyzed were recultivated in the period from 1989 to 1992. Burial of wastes was accepted as the method for drilling waste management.

Geochemical criteria such as chemical pollution by heavy metals, acidity, agrochemical characteristic of soils under study, content of oil products as well as geobotanical survey on anthropogenic sites were used to appraise the state of soils.

Based on the results of conducted analysis, the following conclusions can be made. Drilling cuttings without additional treatment (sanding, sorbents, aluminosilicates) cannot serve as soil-forming material and be suitable for reclamation of disturbed lands. Integrated chemical analysis of drilling cuttings is a necessary stage of works involving drilling waste management. The amount of reagents required for drilling waste disposal should be determined in accordance with the outcomes of integrated chemical analysis. The most accurate and correct selection ensures minimization of the effects of wastes on environment and favors reclamation of disturbed lands at an accelerated pace.

В настоящее время одной из актуальных проблем при добыче углеводородов является образование отходов бурения. Согласно Приказу Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации Федеральной службы по надзору в сфере природопользования № 242 от 22.05.2017 г. «Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов» к отходам бурения относятся: буровой шлам, отработанный буровой раствор, буровые сточные воды. Для накопления и (или) размещения отходов бурения в теле кустовой площадки предусматривается обустройство временного накопителя и (или) шламового амбара.

По данным Службы по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского автономного округа – Югры за 2015 г. в ХМАО – Югре освидетельствовано 507 шламовых амбаров (308,6 га), из которых соответствующим требованиям законодательства признан 481 участок (284,3 га – 95 %). В 2014 г. Природнадзором Югры в составе комиссии освидетельствовано 168 рекультивированных участков, ранее занятых шламовыми амбарами, из которых признано соответствующими требованиям законодательства 148 (88 %). На рис. 1 показана динамика ликвидации шламовых амбаров.

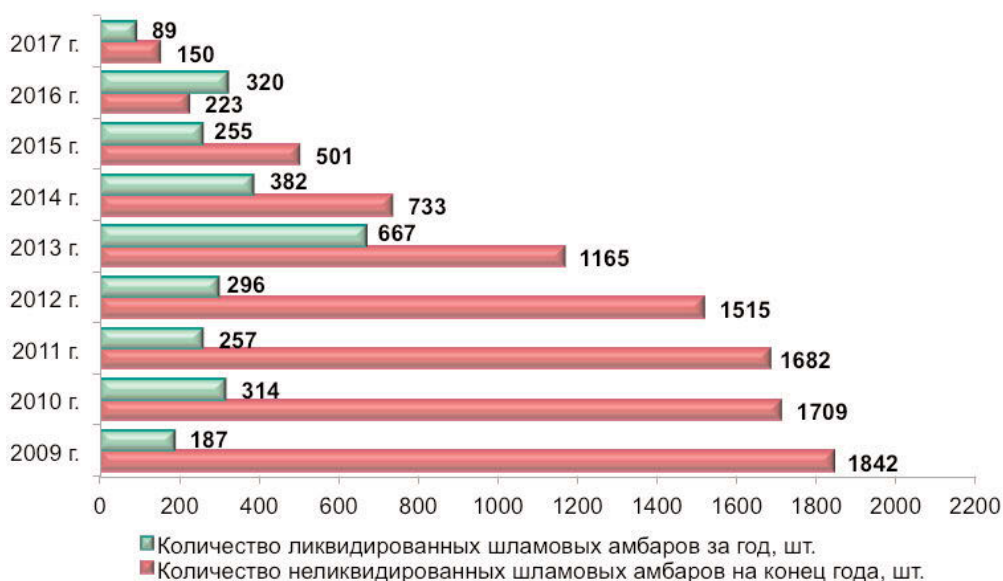


Рис. 1. Динамика создания и ликвидации шламовых амбаров на территории ХМАО – Югры

Таким образом, своевременное восстановление и возврат нарушенных земель, ранее занятых шламовыми амбарами, в земли лесного фонда на территории ХМАО – Югры являются актуальной задачей для всех нефтегазодобывающих компаний.

Цель работы заключалась в комплексной оценке состояния почвенно-растительного покрова, сформировавшегося на территории рекультивированных шламовых амбаров на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Основными задачами оценки состояния являлись:

- изучение химического состава буровых шламов в шламовых амбарах, рекультивированных более 20 лет назад;
- определение степени восстановления растительности на нарушенной территории (проективное покрытие почв);
- характеристика видового разнообразия растительности с произрастанием доминирующих видов;
- разработка предложений к мероприятиям по рекультивации шламовых амбаров.

В 2015–2016 гг. сотрудниками Почвенного института им В.В. Докучаева были выполнены полевые, камеральные и лабораторные работы по обследованию нарушенных участков в местах размещения шламовых амбаров, расположенных на лицензионных участках ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Рекультивация анализируемых шламовых амбаров проводилась с 1989 по 1992 г. В качестве способа обращения с отходами бурения было принято захоронение в шламовых амбарах. Для анализа состояния грунтов изучены следующие параметры: химическое загрязнение тяжелыми металлами, кислотность, агрохимическая характеристика, содержание нефтепродуктов, результаты геоботанического обследования участков, подвергшихся антропогенному воздействию.

В результате комплексного химического анализа грунтов установлено их загрязнение тяжелыми металлами (рис. 2).

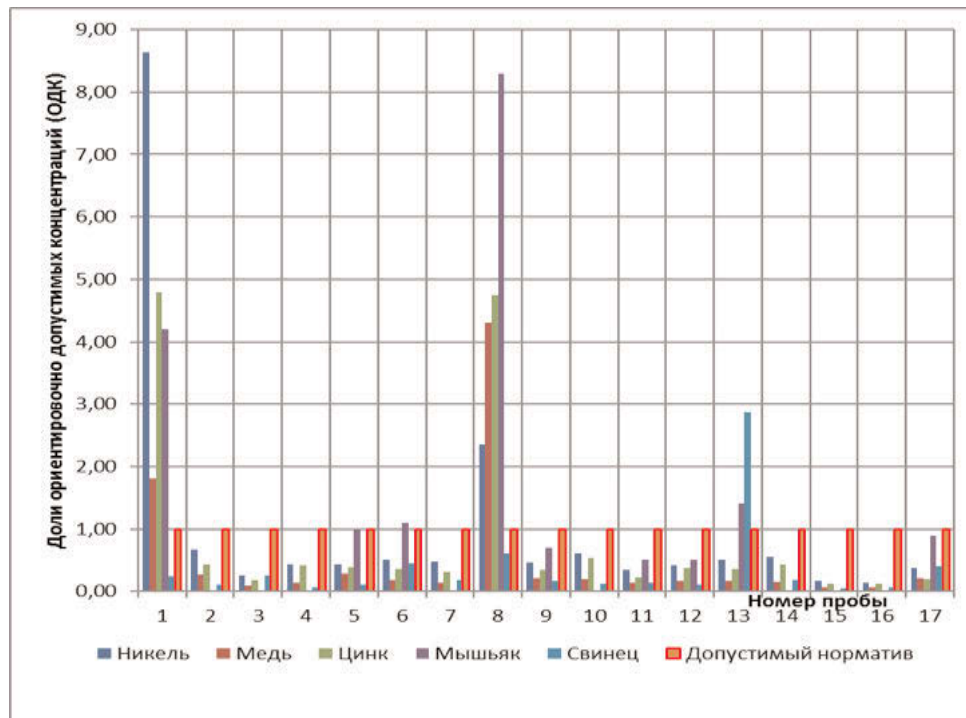


Рис. 2. Оценка степени загрязнения грунтов тяжелыми металлами

В соответствии с ориентировочной оценочной шкалой по суммарному показателю загрязнение почв тяжелыми металлами характеризуется как допустимое.

Одним из основных физико-химических показателей почв является их кислотность. Реакция среды во многом определяет микробиологическую и ферментативную активность почв, миграционную активность химических элементов, использование почв для выращивания определенных растений. Кислотность исследуемых грунтов достигает 13,5 рН (рис. 3).

В таблице приведена оценка кислотности почв вблизи шламовых амбаров¹.

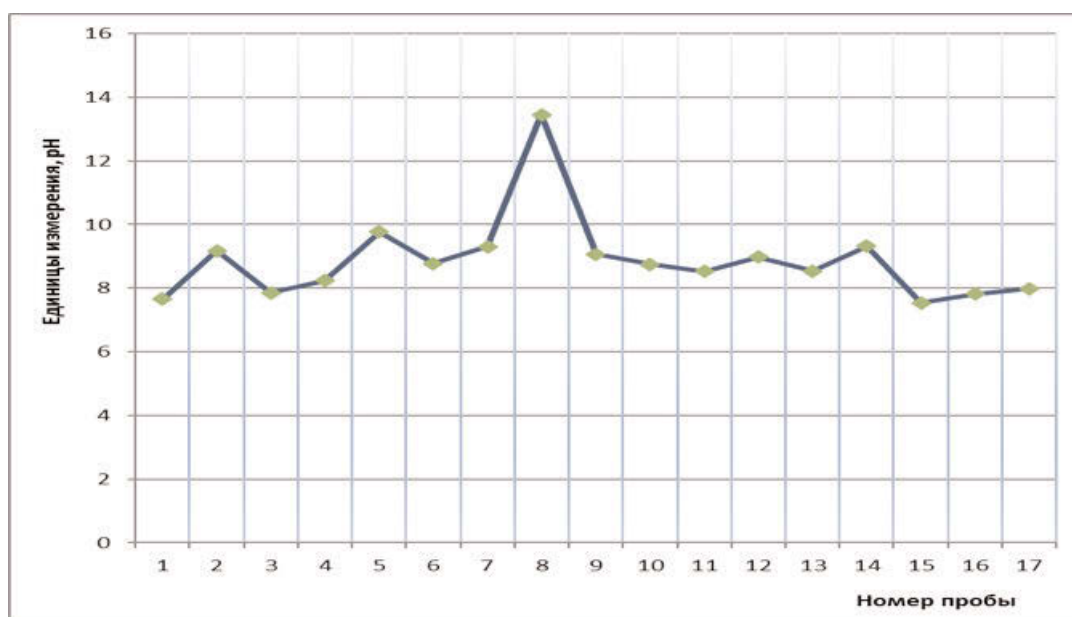


Рис. 3. Оценка кислотности грунтов

Номер пробы	рН	Содержание нефтепродуктов, мг/кг
14	10,22	3414,6
17	9,72	1125,1
23	9,98	1640,8
83	10,03	425,8

Из рис. 3 и таблицы видно, что почвы характеризуются щелочной реакцией. Повышенная щелочность исследуемых грунтов, может быть обусловлена использованием меловых кольматантов при приготовлении буровых растворов, а также возможным прохождением слоев известковых или иных горных пород и подземных вод с щелочной реакцией при бурении на определенных глубинах.

Анализ агрохимического состава почв предусматривал определение содержания минеральных веществ – азота, фосфора и калия. От степени обеспеченности почв

¹Изменение физико-химического состава почв и грунтовых вод вблизи шламовых амбаров / Ю.Н. Козицкая, И.Л. Москвина, К.И. Лопатин [и др.]. – <https://www.bestreferat.ru/referat-6370.html>

соединениями этих элементов зависит эффективное плодородие почв. Валовые запасы фосфора в почве зависят от ее гранулометрического и минералогического состава, а также содержания органического вещества и колеблются от 0,03 до 0,3 %. Обследованные шламы и грунты нефтяных месторождений характеризуются низкой обеспеченностью подвижным фосфором.

Известно, что в пахотном слое различных почв валовое содержание азота изменяется от 0,02–0,05 % в дерново-подзолистых почвах и до 0,2–0,5 % в черноземах. Основная часть азота (около 95 %) содержится в органическом веществе почвы. Легкодоступным для растений является преимущественно минеральный азот. В то же время, обеспеченность растений азотом в почвах природных ландшафтов зависит от соотношения углерода и азота. По отношению $C_{\text{орг}} : N$ выделяются следующие градации обеспеченности почв и грунтов азотом: очень хорошая обеспеченность почв азотом – менее 10; хорошая – 10–12; средняя – 12–16; недостаточная – 16–24; очень низкая – более 24. Исследованные грунты характеризуются как сверхвысокой (2,38) так и сверхнизкой (71,9) обеспеченностью доступным азотом, что является следствием загрязнения грунтов нефтью и ее производными.

Валовое содержание калия в грунтах варьируется от 1,5 до 3,0 % при среднем 2,1 %. Содержание калия в пробах изменяется от очень низкого (3,29 мг/100 г грунта) до очень высокого (72,5 мг/100 г грунта). Очень высокая обеспеченность подвижным калием свидетельствует о наличии высоких концентраций солей этого элемента.

Требования, предъявляемые к рекультивированным участкам, которые были загрязнены нефтью и нефтепродуктами, установлены региональным нормативом, утвержденным Постановлением Правительства Ханты-Мансийского автономного округа – Югры от 10.12.2004 г. № 466-п «Об утверждении регионального норматива «Допустимое остаточное содержание нефти и нефтепродуктов в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры».

При анализе в пробах грунта 3, 6, 9, 13 установлено высокое содержание нефтепродуктов (более 10 г/кг), в пробах грунта 5, 7, 11, 12, 15 – повышенное содержание шламов (от 5 до 10 г/кг) (рис. 4). Таким образом, содержание нефтепродуктов является достаточно высоким, что обусловлено техногенным загрязнением грунтов.

Изучение восстановления растительного покрова, сформированного на кустовых площадках с засыпанными шламовыми амбарами, показало, что с течением времени по своей структуре и видовом составе растительность все более приближается к естественным растительным сообществам, характерным для данного региона. В основном выделяются два типа сообществ: суходольные, возникающие на дренированных участках, и водно-болотные, характерные для пониженных мест обитания, – что свидетельствует об относительной экологической безопасности буровых шламов на нарушенных участках. Тем не менее на единичных участках,

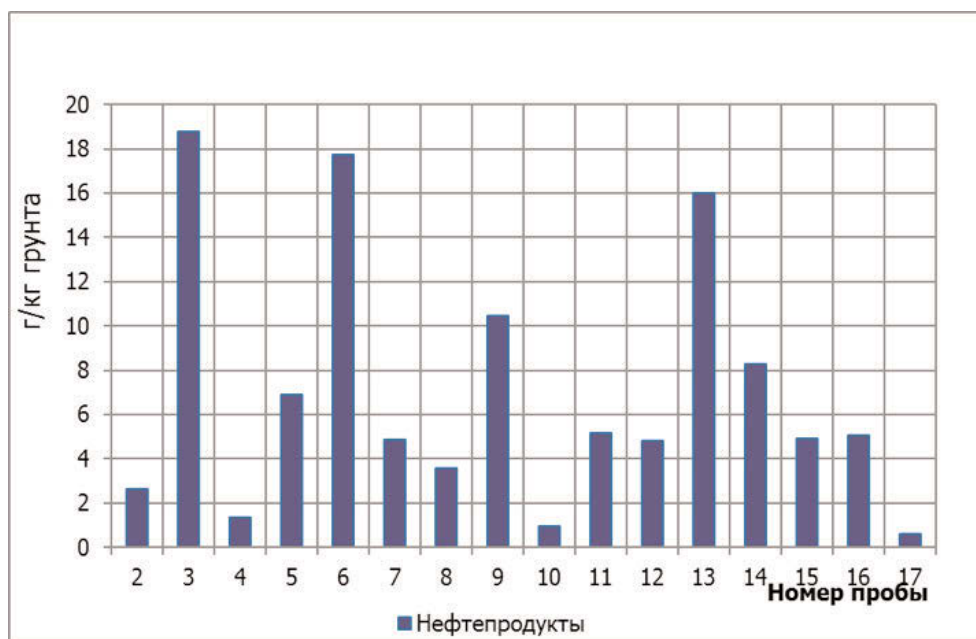


Рис. 4. Содержание нефтепродуктов в анализируемых грунтах

где выявлен выход шлама, отмечено зарастание специфичной галофитной растительностью.

Выводы

1. Буровой шлам без дополнительной обработки (применение сорбентов, алюмосиликатов, внесения микробиологических препаратов, пескование) не может выступать в качестве почвообразующей породы и непригоден для восстановления нарушенных земель.

2. Одним из основных мероприятий в процессе обращения с отходами бурения является проведение комплексного химического анализа бурового шлама.

3. Количество реагентов, необходимых для утилизации отходов бурения, должно определяться в соответствии с результатами комплексного химического анализа. Наиболее точный и корректный выбор гарантирует минимизацию влияния техногенных грунтов на окружающую среду и благоприятствует ускоренному восстановлению нарушенных земель.

Обработка призабойных зон в горизонтальных скважинах как метод восстановления эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов

Б.И. Анциферов¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Адрес для связи: AntciferovBI@tmn.lukoil.com

Ключевые слова: горизонтальные скважины, селективная обработка призабойной зоны (ОПЗ), проницаемость пласта, скин-фактор, органические кислоты

Одной из актуальных проблем при эксплуатации горизонтальных скважин является подбор технологии обработки призабойной зоны (ОПЗ) в условиях неоднородности проницаемости. В статье рассмотрены проблемы, возникающие при проведении ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Целью работы являлась оценка эффективности ОПЗ в горизонтальных скважинах и определение направлений поиска технологий селективных ОПЗ. Объектами исследования являлись горизонтальные скважины, эксплуатирующие объект АВ. На эти скважины приходится основной объем ОПЗ. В результате анализа за 2015–2017 гг. выявлена низкая эффективность ОПЗ в горизонтальных скважинах. Установлено, что одной из причин низкой эффективности операций являлось проведение гидроразрывов пласта (ГРП) «вслепую» без использования специальных компоновок. Сделано предположение о влиянии наличия высокопроницаемых трещин на эффективность «слепой» ОПЗ. Выполнен анализ эффективности ОПЗ в скважинах, в которых до ОПЗ проводился ГРП, и в скважинах, в которых ГРП не проводился. Отмечена более высокой эффективностью ОПЗ в скважинах, в которых отсутствовали трещины ГРП. Показано, что в настоящее время отсутствуют технологии, позволяющие проводить эффективные селективные ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием. Предложены направления поиска технологий для проведения ОПЗ в горизонтальных скважинах. Подобрана технология ОПЗ с предварительной закачкой потокоотклоняющей композиции для изоляции высокопроницаемых трещин ГРП.

Bottom-hole zone treatment in horizontal wells as method to enhance a development of hard-to-recover reserves

B.I. Antsiferov¹

¹KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, RF, Tyumen

E-mail: AntsiferovBI@tmn.lukoil.com

Keywords: horizontal wells, selective treatment of bottom-hole zone, reservoir permeability, skin factor, organic acids

One of actual problems at operation of horizontal wells is selection of technology for bottom-hole zone treatment in the conditions of permeability heterogeneity. The article discusses problems of acid treatments in horizontal wells at the fields of LUKOIL-West Siberia LLC. The purpose of work is the assessment of efficiency of acid treatments in horizontal wells and search of technologies for the selective processing of bottom-hole zone. The horizontal wells of AV productive formation were studied. These wells account for the bulk of the treatments. The analysis of efficiency of processing of bottom-hole zone of formation in horizontal wells for 2015-2017 on Ltd. «LUKOIL-West Siberia» fields is carried out; the low performance of processing is revealed. The possible reasons of low effect are that the hydraulic formation fracture in considered wells were carried out «blindly» without multistage hydraulic fracturing configurations owing to what the assumption of influence of availability of high-permeability cracks on efficiency of «blind» acid treatments have been made. We carried out an efficiency analysis in section of wells in which the hydraulic formation fracture, and in wells in which hydraulic fracturing was not carried out before processing of bottom-hole zone. This assumption indirectly was confirmed by higher performance of acid treatments in wells with no cracks. It is noted the absence of technologies for effective selective acid treatments in horizontal wells. Directions of search for technologies of acid treatments in horizontal wells are offered. The technology of acid treatment of bottom-hole zone with preliminary downloading flow diverting composition for isolation of high-permeability cracks is proposed.

В последнее время отмечается рост темпов ввода в разработку месторождений, характеризующихся низкой проницаемостью, а также неоднородностью по проницаемости. Геологические особенности, присущие месторождениям Западной Сибири, а также различные схемы вскрытия продуктивного горизонта скважинами обуславливают необходимость поиска и применения различных технологий повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти.

Рассмотрим динамику фонда скважин, находящихся в эксплуатации на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (рис. 1). Первые скважины с горизонтальным окончанием были введены в эксплуатацию в 1993 г. Через 10 лет их доля во вводимом добывающем фонде превысила 10 %. С 2015 г. половина вводимых скважин имеет горизонтальное окончание. К настоящему времени доля горизонтальных скважин (ГС) в эксплуатационном фонде составляет более 13 %. На 34 месторождениях доля горизонтальных скважин составляет менее 10 % фонда, на 14 – от 10 до 20 %, на 7 – от 20 до 30 %, еще на 7 – от 30 до 40 %, на 3 – от 40 до 50 %, на 6 – более 50 %.

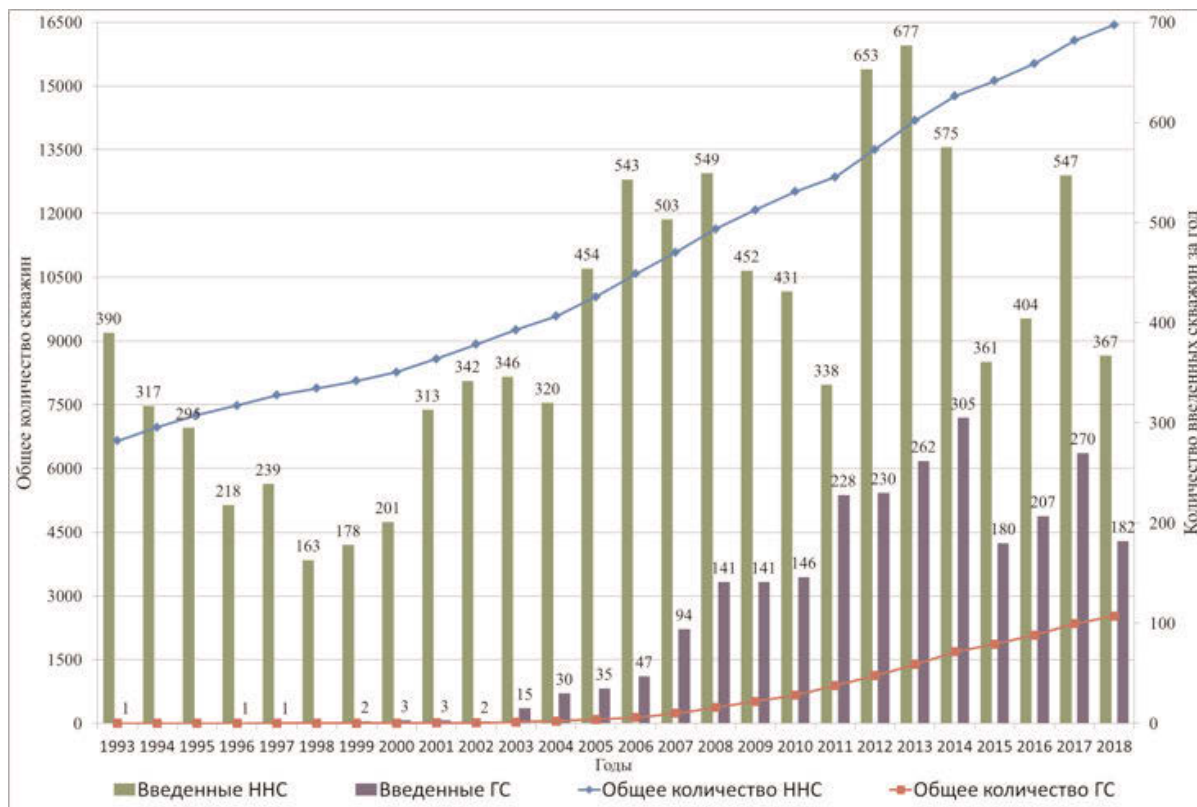


Рис. 1. Динамика фонда наклонно направленных (ННС) и горизонтальных (ГС) скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 1993–2018 гг.

Средний дебит нефти за период эксплуатации действующих наклонно направленных скважин составил 9,5 т/сут, что существенно ниже аналогичного показателя для горизонтальных скважин – 17 т/сут. Скважины с горизонтальным окончанием, безусловно, более эффективны, чем вертикальные, но в то же время требуют больших затрат.

Существенная разница показателей эксплуатации наклонно направленных и горизонтальных скважин, обусловленная различием в протяженности фильтровых зон, предъявляет более высокие требования к поддержанию максимально высокого дебита с учетом рекомендуемой величины депрессии на забой скважины в течение всего периода эксплуатации.

Таким образом, в настоящее время проблема учета особенностей горизонтальных скважин при планировании геолого-технических мероприятий (ГТМ) весьма актуальна, и от успешности ее решения зависит эффективность разработки многих месторождений Западной Сибири.

Одним из широко применяемых видов ГТМ является обработка призабойной зоны (ОПЗ) [1]. В ходе работы был выполнен анализ эффективности ОПЗ в горизонтальных и наклонно направленных скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2015–2017 гг. За рассматриваемый период проведено 2889 ОПЗ, из которых 102 пришлось на горизонтальные скважины.

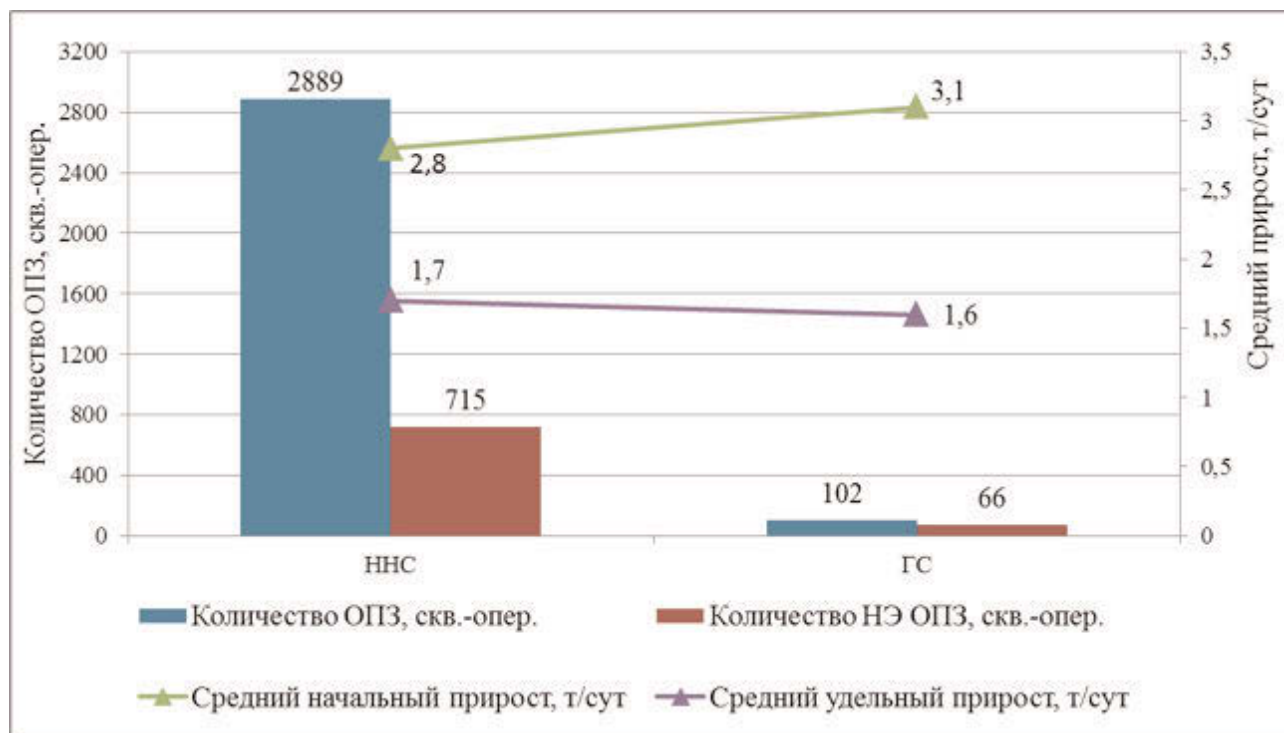


Рис. 2. Эффективность ОПЗ в наклонно направленных (ННС) и горизонтальных (ГС) скважинах месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2015–2017 гг. (НЭ ОПЗ – низкоэффективные обработки призабойной зоны)

Из рис. 2 видно, что доля низкоэффективных ОПЗ в горизонтальных скважинах (65 %) значительно выше, чем в наклонно направленных (25 %). В качестве эффективных рассматривались ОПЗ, средний удельный прирост по которым составил 1,5 т/сут и более, а продолжительность эффекта – 3 мес и более.

В настоящее время, как правило, применяется одна технология кислотной ОПЗ горизонтального ствола скважины с незначительной вариативностью и без существенных корректировок, учитывающих особенности скважины. Основные параметры применяемой технологии:

- закачивается один состав, адаптированный к условиям целевого объекта;
- объем закачиваемого состава изменяется от 6 до 12 м³;
- ГНКТ и компоновки для направленного воздействия применяются крайне редко ввиду высокой стоимости работ;
- подвеска НКТ, как правило, спущена до окончания вертикальной зоны ствола скважины (при горизонтальном окончании); закачка состава осуществляется от начала фильтровой зоны;
- освоение скважины проводится свабированием или компрессированием, в иных случаях – запуском скважины в эксплуатацию.

Для оценки эффективности ОПЗ в горизонтальных скважинах проведен анализ обработок по объекту АВ, на который приходится 1/3 всех обработок. В 2015–2017 гг. на рассматриваемом объекте проведено 35 ОПЗ, средний удельный прирост дебита составил 1,4 т/сут. Количество эффективных ОПЗ – 23 %.

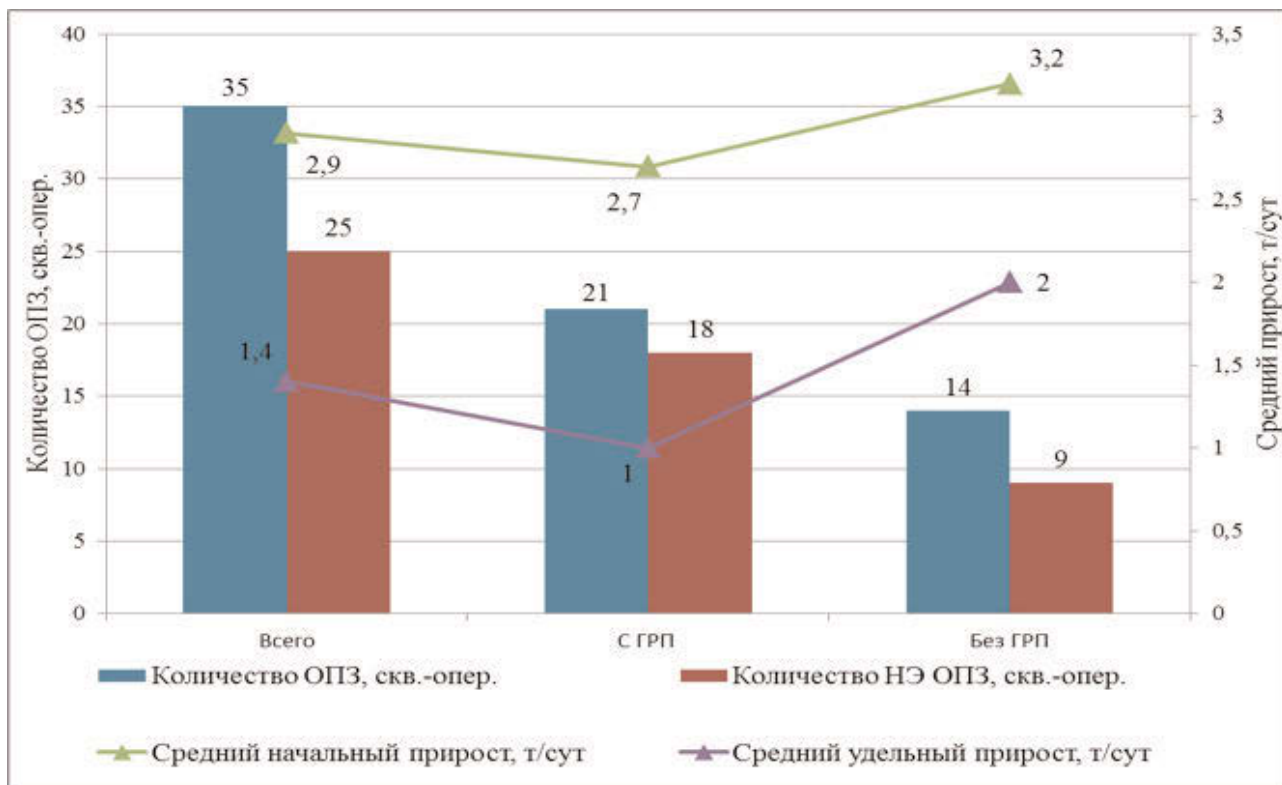


Рис. 3. Эффективность ОПЗ в горизонтальных скважинах объекта АВ

Рассматриваемые скважины были разделены на две группы: с проведением ГРП до ОПЗ и без ГРП (рис. 3). ГРП в скважинах проводились «вслепую» без использования специальных компоновок. В связи с этим было сделано предположение, что трещины распространялись по наиболее проницаемым прослоям, в которые при проведении ОПЗ продавливались кислотные композиции. Данное предположение косвенно подтверждается тем, что в скважинах, в которых отсутствовали трещины ГРП, средний начальный прирост дебита составил 3,2 т/сут против 2,7 т/сут в скважинах с ГРП, удельный – 2,0 т/сут против 1,0 т/сут. Вероятно, при проведении ОПЗ в скважинах с ГРП низкопроницаемые прослои не были охвачены воздействием кислотного состава. Эффективность ОПЗ в скважинах без ГРП выше, чем в скважинах с ГРП, но все же незначительно превосходит аналогичные показатели для наклонно направленных скважин.

В последние годы на месторождениях компании неоднократно проводились опытно-промышленные работы (ОПР) с применением вязкоупругих составов с целью повышения эффективности ОПЗ за счет увеличения охвата воздействием. Однако по результатам ОПР ни одна из технологий не была рекомендована к внедрению в связи с низкой эффективностью.

Таким образом, основной проблемой при проведении ОПЗ в горизонтальных скважинах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является отсутствие селективных технологий воздействия, а также составов, способных увеличить охват воздействием. При проведении «слепой» ОПЗ кислотный состав

фильтруется в наиболее проницаемые интервалы, в то время как остальные интервалы фильтра не охватываются воздействием и не вовлекаются в работу. Кроме того, при вводе скважин из бурения «слепые» ОПЗ не позволяют качественно очистить горизонтальное окончание, в результате чего скважина вводится в работу и эксплуатируется в дальнейшем с заниженным относительно своего потенциала дебитом.

Поиск и адаптация эффективной технологии кислотной ОПЗ скважин с горизонтальным окончанием с целью интенсификации добычи нефти требует индивидуального подхода к каждой скважине.

Для решения проблемы селективных ОПЗ в горизонтальных скважинах предлагается продолжить поиск технологий по следующим направлениям:

- закачка вязкоупругих составов для блокирования высокопроницаемых зон, а затем – кислотных составов; закачка может проводиться как в один, так и в несколько циклов;
- обработка горизонтальных участков стволов самоотклоняющимися кислотными составами;
- поинтервальная обработка с применением колтюбинга и двухпакерных систем.

Наименее затратной с экономической точки зрения является закачка селективных составов. Для технологии временной изоляции (блокирования) водопромытых каналов при ОПЗ составы должны:

- образовывать устойчивые эмульсии на товарной нефти при минимальной скорости смешивания компонентов эмульсии;
- сохранять стабильность при пластовой температуре на период обработки скважин (создания оторочки отклонителя, закачки кислотного состава, технологического отстоя и промывки скважины с учетом коэффициента запаса времени, равного 1,3);
- обладать «прокачиваемостью» при перекачке и закачке по НКТ в пласт;
- обладать селективностью по отношению к нефти;
- сохранять стабильность при контакте с кислотой в течение периода закачки кислотной композиции и разрушаться под воздействием температуры и нефти по окончании обработки.

Для исследования была выбрана потокоотклоняющая композиция «Изопласт ВБ». Композиция представляет собой водонефтяную эмульсию на основе эмульгатора «Оленол» и соэмульгатора «Изопласт Д». Эмульгатор «Оленол» представляет собой смесь сложных эфиров жирных кислот, многоатомного спирта, исходных кислот, амидов олеиновой кислоты и неионогенных ПАВ. Продукт «Изопласт-Д» - сыпучий порошок белого цвета – является высокодисперсным диоксидом кремния, на поверхность которого привиты многофункциональные группы, придающие материалу гидрофобные и дифильные свойства. Эмульсии, имея дисперсный характер и высокую вязкость, избирательно фильтруются в наи-

более проницаемые интервалы пласта. При механическом смешивании с водой в процессе фильтрации в глубь пласта эмульсии структурируются и, наоборот, разжижаются при диспергировании с нефтью.

Суть технологии заключается в предварительном создании жесткой эмульсионной оторочки (не менее 2–5 м³ на 1 м перфорированной толщины – всего до 30–50 м³), а затем временно блокирующего экрана перед обработкой пласта кислотным составом. Эмульсия «Изопласт ВБ» обладает высокими термостабильностью (до 115 °С) и структурно-реологическими свойствами.

По результатам химико-аналитических исследований была подтверждена способность состава «Изопласт ВБ» образовывать устойчивые нефтяные эмульсии, а также селективность его воздействия на пласт. Однако стабильность эмульсии при контакте с кислотными составами (10–12 %) при температурах 70 и 90 °С оказалась низкой: при взаимодействии с 12%-ной соляной кислотой при температуре 90 °С эмульсия разрушается через 25 мин. При этом эмульсионный состав подвергается деструкции только на границе кислота – эмульсия, что в пластовых условиях предполагает более длительную блокаду водонасыщенной перфорированной части коллектора данным составом. В зоне контакта в результате взаимодействия появляется разрушенная эмульсия, которая образует блокирующую пачку между кислотой и сформировавшейся эмульсией, продлевая тем самым срок «жизни» блокирующего эмульсионного экрана при прямом воздействии кислотного состава. Кроме того, при взаимодействии эмульсии с адаптированными кислотными составами, в которые входят присадки, способствующие замедлению реакции кислот, а не со стандартной соляной кислотой, вероятно, период стабильности эмульсии «Изопласт ВБ» пластовых условиях увеличится.

Более гибкий подход к адаптации эмульсионного состава за счет технологических аспектов дает возможность решить задачу селективной обработки нефтенасыщенной части коллектора. Например, создание нефтяной оторочки между эмульсионным составом и кислотосодержащими реагентами при ограниченной величине давления закачки будет способствовать более активному воздействию кислотного состава именно на нефтенасыщенные прослойки.

Применение потокоотклоняющей композиции позволит увеличить охват кислотным воздействием по длине ствола, однако эффективность ОПЗ также зависит от глубины проникновения состава. При продавке кислотного состава в пласт в результате взаимодействия кислоты с минералами породы со временем возрастает количество вторичного осадка. Одним из существующих на сегодняшний день решений является добавление уксусной кислоты в состав для ОПЗ с целью снижения скорости растворения породы и обеспечения более глубокого проникновения в пласт. В результате проведенных химико-аналитических исследований составов на основе органических кислот установлена более низкая скорость растворения керна (рис. 4) [2].

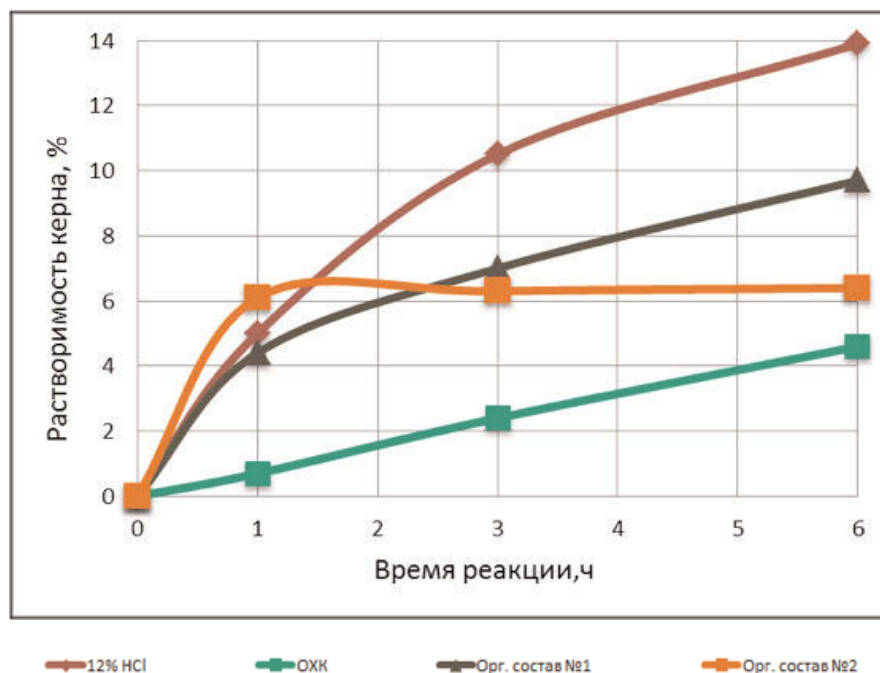


Рис. 4. Динамика растворения керна соляной кислотой и составами на основе органических кислот

Выводы

1. Анализ показал низкую эффективность ОПЗ в скважинах с горизонтальным окончанием на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
2. Эффективность ОПЗ в скважинах, в которых ранее проводился ГРП, в 2 раза превышает эффективность ОПЗ в скважинах без ГРП. Сделано предположение о проникновении кислотного состава в высокопроницаемые трещины, вследствие чего низкопроницаемые прослой остаются не вовлеченными в работу.
3. Ввиду отсутствия в настоящее время технологий, позволяющих проводить селективные ОПЗ низкопроницаемых участков горизонтальных стволов, определены направления поиска технологий, в частности, детально рассмотрены селективные ОПЗ с применением потокоотклоняющей композиции.
4. Предложено исследовать возможность проведения ОПЗ в горизонтальных скважинах с последовательной закачкой потокоотклоняющей композиции «Изопласт ВБ» и составов на основе органических кислот.

Список литературы

1. Печерин Т.Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений ХМАО и пути их решения // Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения эффективности: сб. докл. IV науч.-практ. конф. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2017. – С. 188–201.
2. Анциферов Б.И. Проблемы интенсификации добычи нефти на цеолитсодержащих объектах Пякяхинского месторождения // XVIII конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени: сб. докл. – Тюмень: Тюменский Дом Печати, 2018. – С. 200–211.

Особенности геологического строения и концептуальные геологические модели продуктивных пластов Кочевского месторождения, запасы которых отнесены к категории трудноизвлекаемых

Н.Г. Аржиловская¹, Д.С. Баймухаметов¹, В.С. Дручин¹, П.В. Хлызов¹, М.Р. Мазитов²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть в г. Тюмени

²ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

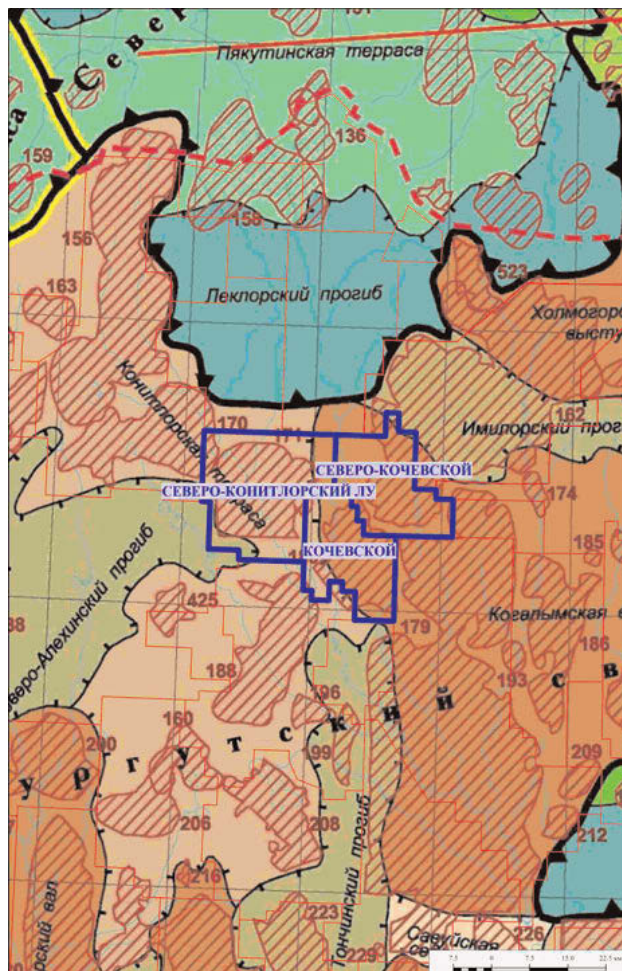
Рассмотрены характеристики нефтегазоносных комплексов с позиций их добычных возможностей и причины отставания вовлечения в разработку залежей ачимовской толщи и пласта ЮС₁. Выявлены условия формирования компенсационной ачимовской толщи и васюганской свиты на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических и геолого-промысловых данных. Определен комплекс секвенс-стратиграфических, литологических и тектонических факторов в формировании залежей нефти ачимовского и васюганского нефтегазоносных комплексов. Показано, что отнесение запасов залежей нефти ачимовского и васюганского комплексов к категории трудноизвлекаемых будет способствовать их вовлечению в разработку.

Кочевское нефтяное месторождение расположено в северо-западной части Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На этом месторождении, как и на двух других (Северо-Кочевском и Северо-Конитлорском), входящих в Кочевскую группу месторождений, основные залежи нефти приурочены к трем нефтегазоносным комплексам (НГК): неокомскому (пласты БС₁₀), ачимовскому (пласты Ач₂₋₁₂) и васюганскому (пласт ЮС₁¹).

По тектонической принадлежности, которая во многом определяет геологическое строение, месторождения Кочевской группы приурочены к группе локальных поднятий, осложняющих Когалымскую вершину, находящуюся на северо-западном погружении Сургутского свода (рис. 1).

Кочевское месторождение открыто в 1979 г., Северо-Кочевское – в 1984 г., Северо-Конитлорское – в 1986 г. Введены в разработку все три месторождения также в течение одного десятилетия: в 1995 г. – Северо-Кочевское, в 2000 г. – Кочевское, в 2003 г. – Северо-Конитлорское. В 2008 г. (Северо-Конитлорское) и 2009 г. (Кочевское и Северо-Кочевское) построены первые геологические модели и выполнен подсчет запасов всех трех месторождений.

Очевидно, что в основе концептуальных геологических моделей использовались идентичные теоретические основы и представления о строении и генезисе формирования залежей нефти и существующий практический опыт геологов-подсчетчиков того времени. Основными факторами, определившими геометрию залежей ачимовского и васюганского НГК, являлись принципы секвенс-стратиграфической цикличности осадконакопления и литологический фактор. При этом авторами геологических моделей не отвергался в принципе тот факт,



**Рис. 1. Фрагмент тектонической карты центральной части Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Шпильмана, Н.И. Змановского, Л.Л. Подсосовой, 1998 г.).
Район Кочевской группы месторождений**

что формирование осадочных толщ юрского и раннемелового возрастов происходило в условиях интенсивного неравномерного прогибания дна палеобассейна седиментации и неустойчивого тектонического режима. Однако в реализации геологических моделей залежей это по разным причинам отражения не нашло.

Динамика разработки всех трех месторождений также является идентичной и отражает ее успешность с позиций добычных возможностей каждого НГК (см. таблицу).

По добычным возможностям залежи нефти продуктивных пластов Кочевской группы можно условно разделить на следующие категории.

1. Высокодебитные залежи неокомского НГК, с упруго-водонапорным режимом, их тип и геометрия определяются в первую очередь структурным фактором. Высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллекторов в совокупности со структурным фактором, определяющим каркас залежи, обуславливают гравитационное распределение флюида внутри песчаных тел. Адекватность геологической модели залежи состоянию ее разработки зависит для этого типа залежей

Параметры	Неокомский НГК	Ачимовский НГК	Васюганский НГК
Кочевское месторождение			
Начальные запасы, тыс. т	10872	31015	10303
Накопленная добыча, тыс. т	7102	178	449
Северо-Кочевское месторождение			
Начальные запасы, тыс. т	10314	14925	3324
Накопленная добыча, тыс. т	6639	10	262
Северо-Конитлорское месторождение			
Начальные запасы, тыс. т	4383	17615	5314
Накопленная добыча, тыс. т	2115	129	352

от точности межскважинной корреляции, корректности построения структурной основы по данным сейсморазведки и интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), в том числе скважин, пробуренных на участках залежей, подверженных влиянию разработки.

2. Среднедебитные залежи васюганского НГК, тип и геометрия которых определяются в первую очередь структурным и литологическим факторами. Второстепенную роль для залежей этого комплекса играет тектонический фактор.

3. Низкодебитные залежи ачимовского НГК, их тип и геометрия определяются литологическим и тектоническими факторами. Второстепенную роль играет структурный фактор.

Отложения ачимовского комплекса накапливались в условиях регионального склона, неустойчивого тектонического режима и высокой скорости седиментации. В целом, по оценке экспертов, ресурсный потенциал ачимовской толщи Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна достигает 66 млрд т нефтяного эквивалента.

В настоящее время на государственном балансе РФ числится 10,4 млрд т геологических запасов нефти ачимовской толщи, а также 4,4 млрд м³ газа и 1,4 млрд т газового конденсата. На Кочевской группе месторождений при подсчете запасов 2008–2009 гг. в пределах этого комплекса выделено от шести до десяти подсчетных объектов, не согласованных между месторождениями по корреляции и индексации, в составе которых выявлены около 50 залежей нефти. Как правило, залежи вскрыты небольшим числом скважин, нередко – одной–двумя. Большие расстояния между скважинами вносили значительный элемент условности в геометризацию залежей. Определяющим при геометризации залежей являлся литологический фактор. Залежи с разным уровнем водонефтяного контакта (условного подсчетного уровня – УПУ) разделялись зонами замещения либо выделялись в от-

дельный подсчетный объект, выдаваемый за отдельный секвенс-стратиграфический цикл. За прошедшее десятилетие бурение большого количества транзитных скважин (на нижележащий и более перспективный, с позиций добычи нефти, объект васюганского НГК – пласт ЮС₁¹) в большинстве случаев не подтвердило предполагаемые зоны замещения коллектора и стратиграфического выклинивания пластов. Это стало основанием для пересмотра роли секвенс-стратиграфического и литологического факторов в определении геометрии залежей.

При полной однозначности выделения пласта Ач₉ по данным геофизических исследований близко расположенных скв. 70Р и 1545 Кочевского месторождения (рис. 2), в этих скважинах притоки нефти получены на более низких абсолютных отметках, чем притоки воды. При геометризации участков залежей оставалось предположить более сложное геологическое строение резервуара и коллектора, а также более сложное распределение нефтенасыщения по разрезу и площади.

Основная добыча нефти на Кочевской группе месторождений ведется из высокопродуктивных неокотских пластов горизонта БС₁₀, на втором месте по накопленной добыче находится пласт ЮС₁¹ васюганского НГК, минимальная накопленная добыча приходится на пласты ачимовского НГК, несмотря на то, что начальные извлекаемые запасы нефти данного комплекса на Кочевском, Северо-Кочевском и Северо-Конитлорском месторождениях составляют соответственно 59, 52 и 64 % запасов в целом по месторождению (см. таблицу). По мнению авторов, это несоответствие обусловлено следующими обстоятельствами.

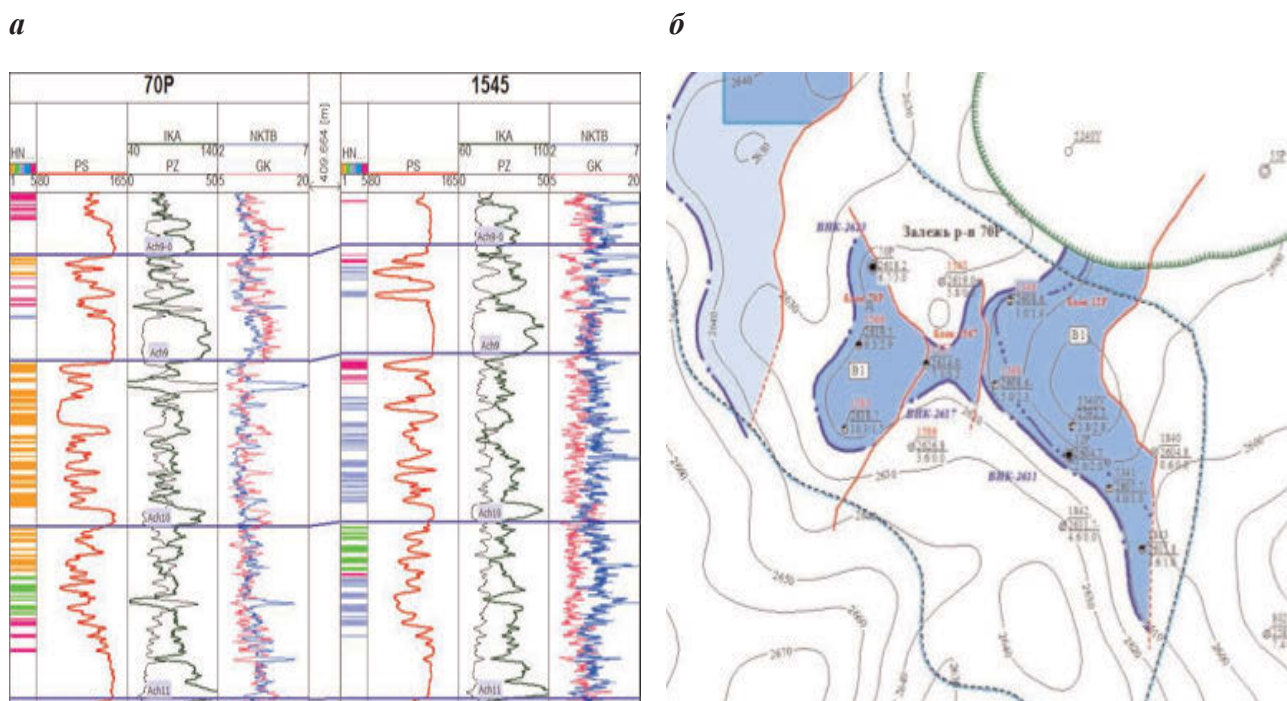


Рис. 2. Геолого-геофизическая характеристика скв. 70Р и 1545 (а) и пример выделения тектонических блоков для залежи в районе скв. 70Р (б) пласта Ач₉ Кочевского месторождения

1. Сложность геологического строения залежей разных НКГ, определяющая эффективность и последовательность их вовлечения в разработку (залежи неокомского комплекса находятся на поздней стадии разработки, залежи васюганского комплекса – на стадии активного эксплуатационного бурения, залежи ачимовского комплекса разрабатываются единичными скважинами, в основном углубляемыми с верхнего неокомского комплекса).

2. Низкие ФЕС, в частности проницаемость, коллекторов ачимовских и васюганских (пласт ЮС₁¹) залежей.

3. Несоответствие существующих концептуальных геологических моделей ачимовского и юрского комплексов, построенных исходя из традиционных представлений о выравнивании межфлюидных контактов внутри единой гидродинамической системы, и, как следствие, определение уровня ВНК (УПУ) по максимальной глубине доказанного опробованиями притока нефти. По мнению авторов, в построенных геологических моделях ачимовского комплекса Кочевской группы месторождений начальные геологические запасы существенно завышены (на Кочевском месторождении – в разы).

Построение адекватной концептуальной модели требует изучения и реконструкции условий осадконакопления и формирования структурного каркаса и коллекторов. Несмотря на довольно длинную историю изучения строения и формирования неокомских и ачимовских клиноформ (первые публикации А.Л. Наумова относятся к концу 70-х годов XX века), сложившиеся представления еще недостаточно раскрывают их морфологию и генезис. Данной проблемой с момента открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и до настоящего времени занимались многие исследователи, такие как Ф.Г. Гурари, И.С. Гутман, О.М. Мкртчян, А.А. Нежданов, В.А. Игошкин и другие [1–5]. Основные представления о формировании залежей ачимовского комплекса связаны с теорией секвенс-стратиграфической цикличности смен условий осадконакопления, теорией оползневого механизма «сваливания» от шельфовых пластов, формированием конусов выноса на погружениях бассейна седиментации. Неоспоримым также является установленный многочисленными палеорекострукциями факт интенсивного и неравномерного прогибания дна бассейна седиментации осадочного чехла всей Западно-Сибирской НГП во все периоды его формирования, в том числе и в юрскую и меловую эпохи. Это прогибание сопровождалось периодами тектонической активизации и смещением участков палеоповерхностей как по конседиментационным нарушениям, так и по вновь образовавшимся. Многие исследователи отмечают наличие сингенетичных процессу накопления осадочного материала тектонических нарушений, диагностируемых на временных сейсмических разрезах (рис. 3).

Одним из методов установления блокового строения нижнемеловой и юрской систем на месторождениях Широкого Приобья является предложенный И.С. Гутманом метод палеопрофилирования по данным ГИС с последовательным выравниванием на поверхности седиментации (рис. 4).

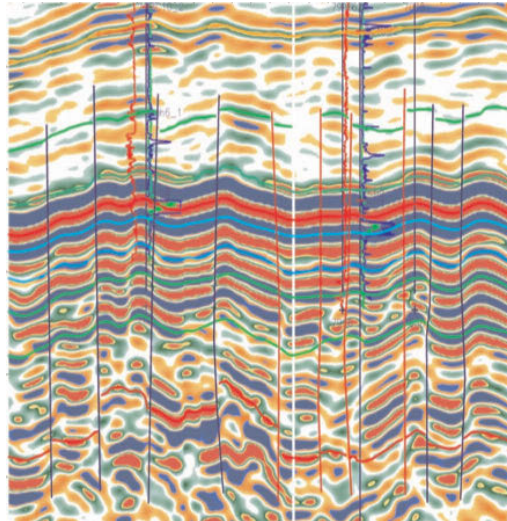


Рис. 3. Выявление тектонических нарушений в ачимовской и юрской частях разреза Кочевского месторождения по данным сейсморазведки 3D

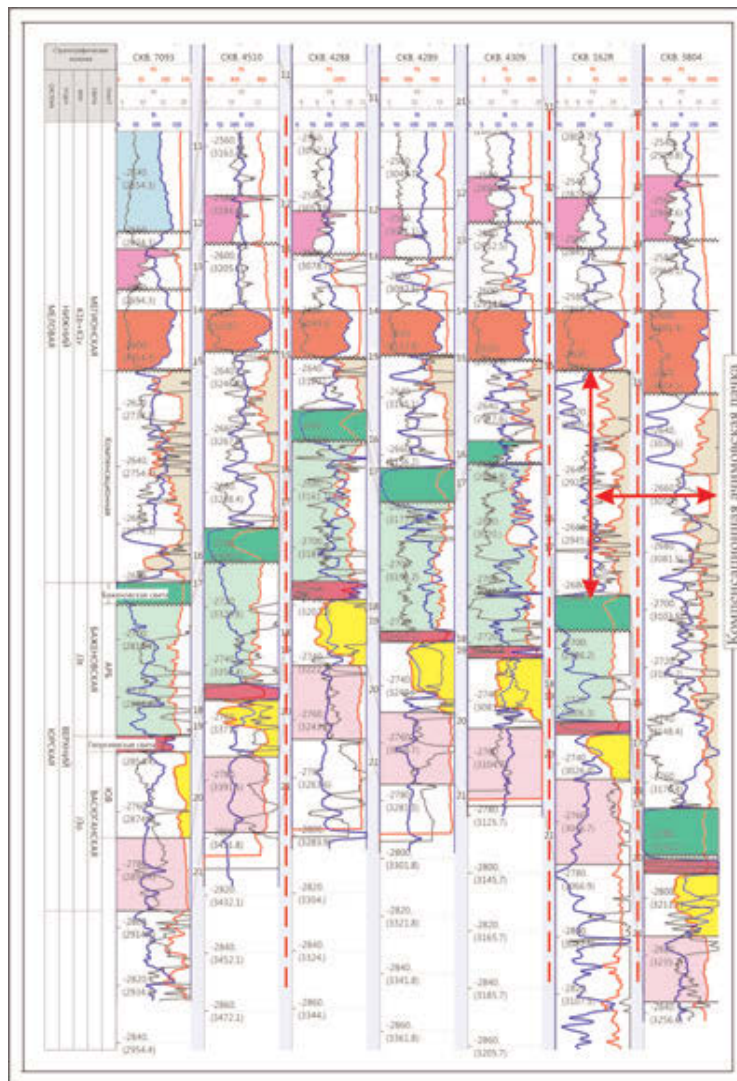


Рис. 4. Схема корреляции скважин, отражающая разноскоростное погружение компенсационной ачимовской пачки

Проявление блоковой тектоники прослеживается также при анализе условий залегания над собственно баженовской свитой верхней юры перекрывающих ее осадков ачимовской пачки нижнего мела.

На рис. 5 приведены результаты гидродинамических исследований скв. 1567 Кочевского месторождения методом снятия кривой восстановления давления с целью определения границ нарушения гидродинамической связи по пласту Ач₉.

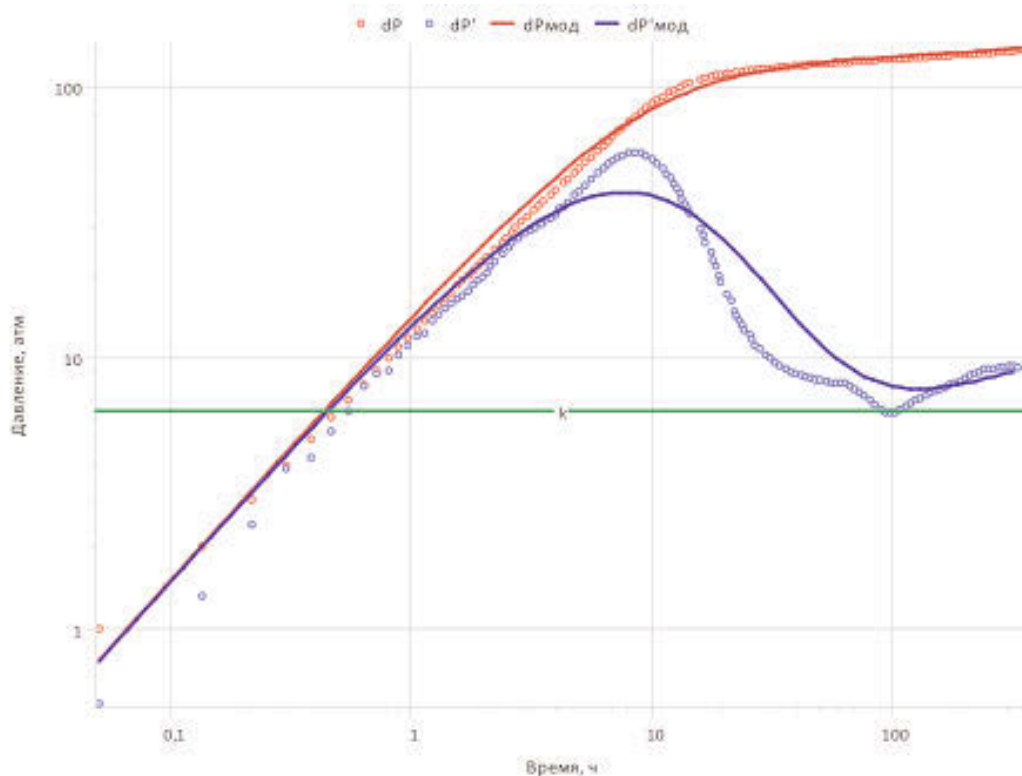


Рис. 5. Диагностический график восстановления давления в скв. 1567 Кочевского месторождения

Влияние непроницаемых или полупроницаемых тектонических нарушений (разломов) на гидродинамическую разобщенность коллекторов проявляется на всех диагностических графиках гидродинамических исследований (кривые восстановления давления и уровня). Процедура интерпретации исходной информации с использованием модели вертикальной скважины с линейной границей дала возможность оценить расстояние до границы тектонического нарушения, которая оказалась одинаковой для двух исследований в скв. 1567 и составила 240 м. В скв. 5240У по результатам аналогичного гидродинамического исследования расстояние до границы тектонического нарушения составило 115 м.

По данным описания керна скв. 82Р Кочевского месторождения отмечается наличие вертикальных трещин, по фотографиям керна в ультрафиолетовом свете наблюдается тонкослоистое чередование нефте- и водонасыщенных интервалов, так называемое «полосчатое» нефтенасыщение (рис. 6).

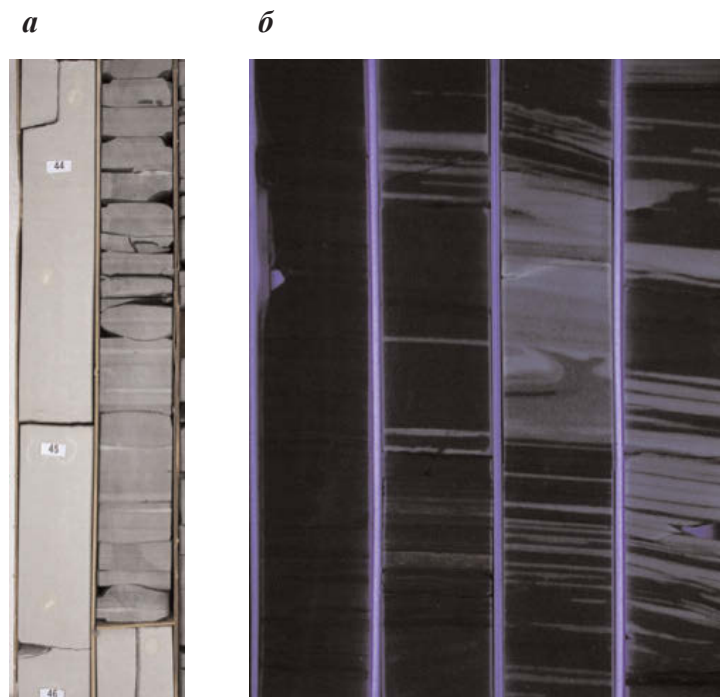


Рис. 6. Фотографии в дневном (а) и ультрафиолетовом (б) свете керна отложений ачимовской толщи, отобранного в скв. 82Р Кочевского месторождения

Таким образом, при построении концептуальных геологических моделей ачимовского и юрского комплексов Кочевского месторождения необходимо кроме традиционных представлений о секвенс-стратиграфической цикличности осадконакопления использовать комплекс геолого-геофизической и геолого-промысловой информации о блоковом строении отдельных участков продуктивных пластов, а также учитывать неравномерное нефтенасыщение коллектора по разрезу в связи с его литологическими особенностями и низкой проницаемостью.

Анализ распределения образцов пород ачимовской толщи Кочевского месторождения по проницаемости показал, что более 67 % коллекторов характеризуются средневзвешенной по толщине проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², около 30 % – проницаемостью $(1-10) \cdot 10^{-3}$ мкм², не более 3 % – $(10-50) \cdot 10^{-3}$ мкм². Коллекторы ачимовской толщи проницаемостью более $50 \cdot 10^{-3}$ мкм² на Кочевском месторождении практически отсутствуют.

На рис. 7 представлены зависимости абсолютной газопроницаемости от пористости по керну, которые использовались при отнесении запасов залежей пласта ЮС₁ и ачимовской толщи к категории трудноизвлекаемых.

На Кочевском месторождении запасы нефти пласта ЮС₁¹ сосредоточены в единственной основной залежи, средняя пористость которой составляет 15 %, проницаемость – $0,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². При 263 парных определениях пористости и проницаемости коэффициент корреляции связи – 0,63. Запасы нефти ачимовской толщи распределены по 16 залежам 10 подсчетных объектов, объединенных в единый объект разработки, при этом охарактеризованность этих залежей керном не-

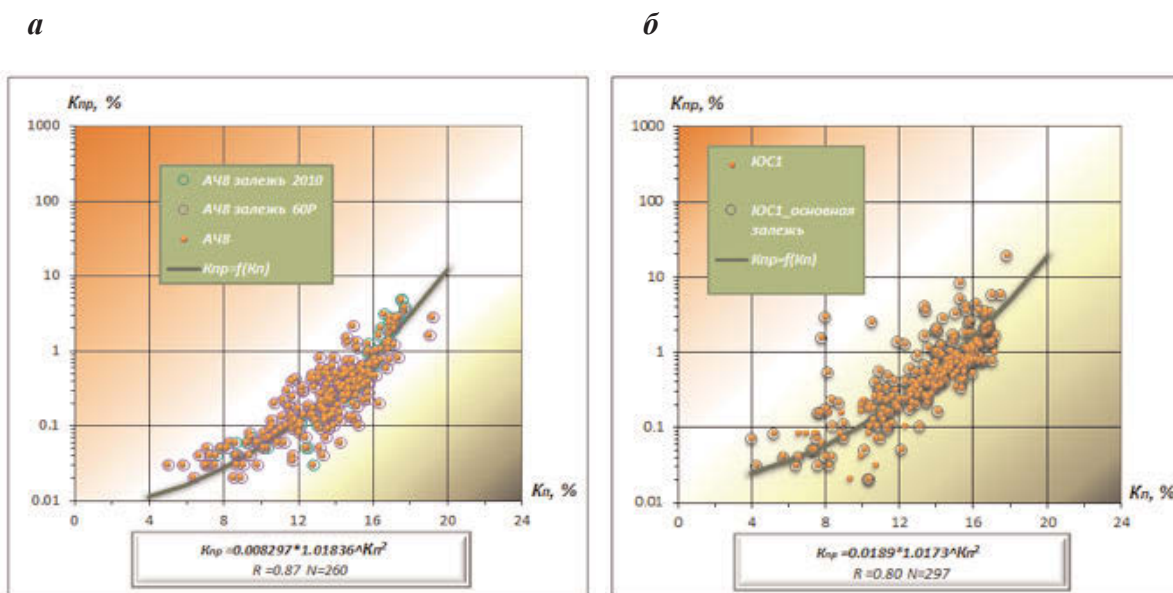


Рис. 7. Зависимости абсолютной газопроницаемости от пористости для пластов ачимовской толщи (а) и ЮС₁¹ (б) Кочевского месторождения

равномерна по площади и разрезу. Средний коэффициент открытой пористости по залежам изменяется от 15 до 17 %. Очевидно, что запасы нефти пластов, не охарактеризованных керном, пористость которых не превышает пористости залежей, из которых отобран керн (проницаемость менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² определяется для пластов ачимовской толщи при открытой пористости, равной 17 % и менее), также не могут не быть трудноизвлекаемыми, что подтверждается данными начальной эксплуатации этих пластов с трех кустовых площадок. Т.е. за редким исключением запасы нефти всей ачимовской толщи и пласта ЮС₁¹ Кочевской группы месторождений относятся к категории трудноизвлекаемых, и льготное налогообложение добычи нефти из этих пластов станет дополнительным стимулом для вовлечения этих запасов в разработку.

Представляется весьма спорной и сама априорная величина проницаемости, определяющая запасы нефти как трудноизвлекаемые по этому критерию – $2 \cdot 10^{-3}$ мкм². По мнению авторов, практически все коллекторы проницаемостью до $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² требуют применения дополнительных методов интенсификации притока. Потому критерий проницаемости необходимо дополнительно обосновать и, возможно, повысить.

Выводы

1. В комплексе с результатами интерпретации данных площадной высокоразрешающей сейсморазведки, структурной и тектонической моделями детальная корреляция разрезов скважин, исследования керна, геолого-геофизическая и геолого-промысловая информация, результаты гидродинамических исследований позво-

ляют построить концептуальную геологическую модель залежи, адекватную реальному геологическому объекту.

2. Наряду с использованием принципов секвенс-стратиграфической цикличности и фациальной изменчивости процессов осадконакопления, необходимо учитывать тектонический фактор, определяющий экранирование залежей от водонасыщенной части пласта и/или их деление на блоки с ухудшенной или отсутствующей гидродинамической связью между блоками.

3. Наличие тектонических нарушений в пластах ачимовского и васюганского комплексов Кочевского месторождения подтверждается результатами гидродинамических исследований скважин, исследованиями кернового материала и геолого-промысловой информацией.

4. Исходя из распределения пород-коллекторов продуктивных пластов ачимовской толщи и ЮС₁¹ Кочевского месторождения по проницаемости, запасы всех залежей данных НГК следует отнести к категории трудноизвлекаемых, независимо от статистической характеристики залежей исследованиями керна.

Список литературы

1. *Гурари Ф.Г.* Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2003 – 141 с.
2. *Гутман И.С.* Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011 – 116 с.
3. *Гутман И.С.* Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013 – 111 с.
4. *Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О.М. Мкртчян, Л.Л. Трусов Л.Л. [и др.].* – М. : Наука, 1987.
5. *Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири / А.А. Нежданов [и др.].* – М.: Академия горных наук, 2000. – 247 с.

Трудноизвлекаемые запасы углеводородов верхнедевонских рифов юга Бузулукской впадины на территории Оренбургской области

В.В. Кузьмина¹

¹ООО «СамараНИПИнефть»

Адрес для связи: legovik@inbox.ru

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы углеводородов, рифовые отложения, сложное строение, разработка, рифовый резервуар

В настоящее время в Оренбургской области активно ведутся работы по поиску и разработке месторождений в рифовых отложениях. На юге Оренбургской области насчитывается около 20 открытых месторождений с подтвержденной рифовой природой. Данные резервуары характеризуются сложным строением, фациальной неоднородностью, разнообразием трещин и пор.

Выполнен анализ свойств пород-коллекторов и насыщающих флюидов с целью оценки их соответствия параметрам объектов, запасы которых должны быть отнесены к категории трудноизвлекаемых. Хотя рифовые отложения являются традиционными вмещителями углеводородов, пласты имеют ухудшенные геолого-промысловые характеристики. Пустотное пространство в рифовых резервуарах сложного строения: трещины встречаются во всех фациях рифового ядра, причем их количество увеличивается сверху вниз по разрезу. Эта особенность отрицательно влияет на показатели разработки залежей.

Сделан вывод, что своевременное внедрение эффективных систем разработки на рифовых месторождениях Оренбургской области позволит повысить коэффициент извлечения нефти, обеспечить прирост геологических запасов нефти и продлить сроки эксплуатации залежей.

Hard-to-recover hydrocarbon reserves of the Upper Devonian reefs in the South of the Buzuluk depression in the Orenburg region

V.V. Kuzmina¹

¹SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara

E-mail: legovik@inbox.ru

Key words: hard-to-recover hydrocarbon reserves, reef deposits, complex structure, development, reef reservoir

Currently, the Orenburg region is actively working on the search and development of deposits in reef sediments. In the South of the Orenburg region there are about 20 open deposits with confirmed reef nature. These reservoirs are characterized by a complex structure, facies heterogeneity, a variety of cracks and pores.

The analysis of the properties of reservoir rocks and fluids saturating them in order to assess their compliance with the parameters of objects whose reserves should be classified as hard-to-recover. Although reef deposits are traditional hydrocarbon reservoirs, the strata have degraded geological and commercial characteristics. Void space in reef reservoirs of complex structure: cracks occur in all facies of the reef core, and their number increases from top to bottom. This feature negatively affects the performance of the development of deposits.

The timely implementation of effective development systems at the reef deposits of the Orenburg region will increase the oil recovery factor, ensure the growth of geological oil reserves and extend the life of deposits.

В связи с усложнением геологического строения вновь открываемых месторождений, а также развитием технологий, позволяющих разрабатывать «нетрадиционные» залежи, в Российской Федерации появился административно-нормативный термин «трудноизвлекаемые запасы». С позиций теоретической и производственной геологии данный термин характеризует лишь степень сложности добычи углеводородов [1]. В настоящее время все же недостаточно проработана понятийная база и отсутствует строгая классификация трудноизвлекаемых запасов. Трудноизвлекаемые запасы отличаются от традиционных запасов нефти и газа в основном ухудшенными геолого-промысловыми характеристиками пласта.

Трудноизвлекаемые запасы можно разделить на три основные группы.

1. Запасы тяжелой высоковязкой нефти, природных битумов и углеводородов битуминозных песков.
2. Запасы, сосредоточенные в сложных коллекторах, характеризующихся низким коэффициентом извлечения флюидов, а также в угольных месторождениях; глинистых трещиноватых коллекторах, плотных песчаниках, глинистых сланцах, меловых породах и др.
3. Остаточные запасы углеводородов нерационально освоенных месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями [2].

В статье проведен анализ возможности отнесения запасов рифовых месторождений Оренбургской области со сложным геологическим строением к категории трудноизвлекаемых с учетом выделенных групп.

Для анализа физико-химических свойств нефти рифовых резервуаров выбраны результаты исследования глубинных проб нефти, отобранных в скважинах девяти месторождений (рис. 1). Выбор месторождений определялся их расположением на исследуемой площади и глубинами залегания пластов-коллекторов рифового типа. Коллекторами служат известняки франского возраста Дфр2. Параметры, использованные для оценки свойств нефти, представлены в табл. 1. Из нее видно, что выбранные месторождения содержат легкие маловязкие нефти плотностью до 841 кг/м^3 (при температуре $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и давлении $0,1 \text{ МПа}$) и вязкостью до $5,0 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ (в пластовых условиях). В соответствии с действующей Классификацией запасов и ресурсов нефти и горючих газов можно сделать вывод, что по свойствам нефти запасы рифовых массивов исследуемой территории не относятся к категории трудноизвлекаемых.



Рис. 1. Обзорная карта района исследований

Рассмотрим, можно ли отнести указанные рифовые месторождения ко второй и третьей группам трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Как уже отмечалось, рифовые резервуары обладают сложным строением, фациальной неоднородностью, разнообразием трещин и пор [3]. Вторая группа трудноизвлекаемых запасов характеризуется сложным строением коллекторов и низкими коэффициентами извлечения флюидов. Рассмотрим коэффициенты извлечения нефти (КИН), принятые при подсчете запасов пласта Дфр2 рассматриваемых месторождений (табл. 2).

Таблица 1. Физико-химические свойства нефти рифовых месторождений

Месторождение	Глубина кровли коллектора, м	Пластовое давление, МПа	Плотность нефти в пластовых / поверхностных условиях, кг/м ³	Динамическая вязкость в пластовых / поверхностных условиях, мПа·с
Дедовое	3840,3	42,0	783 / 828	1,41 / 4,04
Кулагинское	3770,0	39,7	776 / 821	0,67 / 3,75
Ключевое	3920,8	39,1	742 / 814	0,75 / 3,17
Западно-Кулагинское	3890,5	22,3	737 / 821	0,71 / 4,11
Ржавское	4062,9	45,0	663 / 789	0,46 / 2,25
Соловьевское	4115,3	36,3	652 / 822	0,33 / 3,80
Волостновское	3938,6	15,7	733 / 841	0,74 / 5,44
Новожоховское	3804,0	22,8	641 / 811	0,46 / 1,64
Михайловское	3763,0	41,5	658 / 798	0,37 / 2,42

Примечание. Все пробы были отобраны из пласта Дфр2.

Таблица 2. КИН, принятые при подсчете запасов месторождений

Месторождение	Глубина кровли коллектора, м	Пластовое давление, МПа	КИН
Дедовое	3840,3	42,0	0,539
Кулагинское	3770,0	39,7	0,457
Ключевое	3920,8	39,1	0,457
Западно-Кулагинское	3890,5	22,3	0,457
Ржавское	4062,9	45,0	0,539
Соловьевское	4115,3	36,3	0,539
Волостновское	3938,6	15,7	0,566
Новожоховское	3804,0	22,8	0,539
Михайловское	3763,0	41,5	0,539

Рифовые отложения на исследуемой площади находятся на ранней стадии разработки, поэтому для многих из них КИН приняты по аналогии с соседними месторождениями. В настоящее время, несмотря на сложное геологическое строение, текущие КИН месторождений достаточно высоки и не позволяют отнести рифы ко группе трудноизвлекаемых запасов.

К третьей группе относятся остаточные запасы углеводородов нерационально освоенных месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями. Карбонатные пласты обладают слоистой и зональной неоднородностью литологических, емкостно-фильтрационных и упруго-механических свойств. Монолитные, на первый взгляд, карбонатные толщи являются сложными многопластовыми объектами разработки с сильно затрудненной гидродинамической связью по разрезу

и площади [4]. Породы-коллекторы рифового резервуара можно разделить на три группы: трещинно-каверново-поровые, каверново-поровые и трещинные. Исследования Новожиховского рифа [3] позволили выявить следующую особенность: частота встречаемости трещин увеличивается с глубиной. Эта закономерность наблюдается и в других одновозрастных рифовых отложениях и отрицательно влияет на показатели разработки рифовых месторождений. Например, при интенсивном отборе происходит быстрое обводнение [3].

Как известно, на многих длительно разрабатываемых месторождениях, приуроченных к карбонатным коллекторам, КИН не превышают 0,1–0,3. Поэтому, для успешного решения вопросов, связанных с вводом в разработку новых и доразработкой старых нефтяных месторождений необходимо учитывать накопленный опыт разработки месторождений в разных геолого-физических условиях [4, 5].

Своевременное принятие следующих решений по разработке залежей рифовых месторождений Оренбургской области, исходя из накопленного опыта эксплуатации аналогичных объектов, позволит повысить КИН и длительность эксплуатации.

1. Компенсированный отбор флюида. В условиях, когда резервуар состоит из двух основных типов коллектора: трещинно-каверново-порового и трещинного – формируется сложная система с фильтрацией флюида по широким каверновым / каверново-поровым каналам и только по трещинам. В первую очередь необходимо извлекать углеводороды из трещинного коллектора с последующим вовлечением в разработку каверново-поровых зон [4].

2. Выделение одного объекта разработки Дфр2. Пласт Дфр2 обладает достаточной нефтенасыщенной толщиной, содержит достаточные запасы нефти для рентабельного ее извлечения на всех рифовых месторождениях исследуемой площади.

3. Разбуривание месторождения с высокой плотностью сетки размещения скважин. Решение проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений связано с прогнозированием и предотвращением образования трудноизвлекаемой остаточной нефти. Одно из основных направлений работ по повышению эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – оптимизация плотности сеток скважин и за счет этого ввод в активную разработку запасов в низкопроницаемых коллекторах [6]. Поэтому действующую сетку скважин с необходимо уплотнить в 1,5–2 раза: уменьшить расстояния между скважинами с 400 до 200–250 м.

4. Бурение горизонтальных и наклонно направленных скважин. Бурение горизонтальных скважин наиболее эффективно на месторождениях с высоконапорными пластовыми водами, подпирающими массивные залежи известняков (доломитов) значительной толщины с вертикальной трещиноватостью. По данным исследований [3], в рифах направленность трещин хаотичная, преобладает субвертикальная ориентировка. Поэтому данный вид бурения особенно эффективен для представленных месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями.

5. Выбор оптимального режима работы скважин. На рифовых месторождениях отсутствует газовая шапка, разработка залежи предполагается при пластовом давлении выше давления насыщения.

6. Предупреждение интенсивного смыкания флюидопроводящих каналов.

7. Предотвращение разрушения призабойной зоны пласта [7].

Таким образом, можно сделать вывод, что рифовые резервуары Оренбургской области характеризуются сложным строением с ухудшенными геолого-физическими характеристиками пласта, что необходимо учитывать при их разработке. При правильно выбранном способе разработки можно обеспечить прирост геологических запасов нефти и продлить сроки эксплуатации залежей.

Список литературы

1. *Волянская В.В.* К вопросу о необходимости структурирования знаний о геологической природе понятия «трудноизвлекаемые запасы» // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: матер. XIX науч.-практ. конф. – М., 2019. – 10 с.

2. *Кузьмина В.В.* Трудноизвлекаемые запасы и нетрадиционные источники углеводородного сырья // Дом ученых в Гамбурге. Сборник научных трудов. Т. 5. – Гамбург, Германия: Изд-во «Дом учёных», 2016. – С. 49–56.

3. *Распределение запасов нефти в сложно построенных трещинных коллекторах франских рифов Волостновского участка Оренбургской области / В.А. Шакиров, А.П. Вилесов, К.Н. Чертина, Н.М. Истомина // Поиски и разведка. – 2019. – № 5 (329). – С. 13–21.*

4. *Викторин В.Д., Лыков Н.А.* Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. – М.: Недра, 1980. – 202 с.

5. *Особенности разработки старейшего Ишимбайского нефтяного месторождения / А.В. Зайнулин, О.Е. Мещеряков, А.Н. Турдымов [и др.] // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2011. – № 3. – С. 109–111.*

6. *Оценка эффективности уплотнения сетки скважин на низкопроницаемых карбонатных коллекторах (на примере месторождений Республики Татарстан) / А.Г. Хабибрахманов, А.Т. Зарипов [и др.]. – Казань: Слово, 2017. – 199 с.*

7. *Стасюк М.Е., Коротенко В.А.* Выбор оптимального режима эксплуатации скважин в сложно построенных коллекторах // Нефть и газ. – 2001. – № 6. – С. 88–94.

Особенности геомеханических исследований керна для сопровождения дизайна гидроразрыва пласта

А.С. Кузнецов¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Адрес для связи: Aleksei.Kuznetsov@pnn.lukoil.com

Ключевые слова: геомеханические исследования, упруго-механические свойства, статический метод, многостадийные исследования, параметр Био, гидроразрыв пласта ГРП

Лабораторные геомеханические исследования позволяют определить такие параметры, как пределы прочности и упругости, деформационные, упругие и акустические модули и коэффициенты, параметры паспорта прочности (предельное сопротивление срезу и угол внутреннего трения). В настоящее время отсутствует единый документ, регламентирующий изучение геомеханических свойств керна. Исследования проводятся по внутренним методикам лабораторий или по устаревшим стандартам 80-х годов XX века, которые не охватывают полный комплекс необходимых исследований.

В статье рассмотрена разработка методических рекомендаций для лабораторных исследований керна нового материала. Рекомендации направлены на получение достоверных упруго-прочностных свойств, максимально полно описывающих исследуемый объект с минимально возможными временными и экспериментальными затратами. Даны рекомендации по отбору образцов керна: их количество, размер и ориентация относительно напластования. Представлен порядок выполнения исследований по определению параметров для построения паспорта прочности: определение предела прочности при одноосном растяжении, определение предела прочности при объемном сжатии с максимальным значением бокового обжима, определение предела прочности при объемном сжатии с полуторным значением максимального значения бокового обжима. Также даны рекомендации по определению упругих модулей при многостадийном сжатии, объемной сжимаемости, сжимаемости порового пространства, сжимаемости скелета и расчету параметра Био. Отдельно выделены исследования на полноразмерных образцах керна. Указаны сложности проведения испытаний. Кроме того, предложены формы представления итоговых данных.

Рассмотренные рекомендации, могут быть использованы для проведения исследований по определению упруго-механических свойств горных пород в лабораторных условиях для обеспечения дизайна гидроразрыва пласта, сопровождения строительства скважин и построения геомеханических моделей месторождения.

Одним из наиболее эффективных методов интенсификации притока пластового флюида к забою скважины является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Данная технология занимает лидирующие позиции по количеству дополнительно добытой нефти. ГРП представляет собой физический метод воздействия на продуктивный пласт, заключающийся в создании высокопроводящей трещины, соединяющей продуктивную часть пласта со скважиной. Под действием избыточного давления, создаваемого закачкой в скважину жидкости разрыва горная порода разрывается по плоскостям минимальных напряжений. Получаемая в породе трещина обеспечивает связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и зонами повышенной проницаемости. Эффективность применения ГРП зависит от множества факторов, одним из основных является качественный

дизайн ГРП, который невозможно представить без использования данных об упруго-прочностных свойствах горных пород.

Для получения достоверной информацией об упруго-прочностных свойствах объекта, на котором планируется проведение ГРП, необходимо выполнять лабораторные исследования на керновом материале. Лабораторные геомеханические исследования позволяют определить такие параметры, как пределы прочности и упругости, деформационные, упругие и акустические модули и коэффициенты, параметры паспорта прочности (предельного сопротивления срезу и угол внутреннего трения).

В настоящее время отсутствует единый документ, регламентирующий изучение геомеханических свойств керна. Исследования проводятся по внутренним методикам лабораторий или устаревшим ГОСТ 80-х годов XX века, которые не охватывают полный комплекс необходимых исследований и подходят больше для строительных материалов. Целью данной работы являлась разработка методических рекомендаций для лабораторных исследований кернового материала, направленных на получение достоверных упруго-прочностных свойств, максимально полно описывающих исследуемый объект с минимально возможными временными и экспериментальными затратами.

Для каждой исследуемой скважины необходимо отобрать группы образцов-дублеров, состоящих из стандартных и полноразмерного образцов керна. Для всех образцов соотношение диаметр : длина составляет 1:2.

Стандартные образцы отбираются из участка керновой колонки длиной не более 150 мм:

- один образец с ориентацией параллельно оси цилиндра относительно горизонтальной поверхности;
- два образца с ориентацией перпендикулярно оси цилиндра относительно горизонтальной поверхности;
- четыре образца, отобранные в продолжение образцов с ориентацией перпендикулярно оси цилиндра относительно горизонтальной поверхности.

Полноразмерный образец отбирается из интервала, ближайшего к месту отбора стандартных образцов.

Пример схемы отбора приведен на рис. 1.

Ограничение по общему количеству групп зависит от толщины отложений и достаточности получаемых данных. При формировании дополнительных групп рекомендуется отбирать 1 группу образцов из 2 м целевого интервала и 1 группу образцов из 5 м покрывающей и подстилающей пород.

Рекомендуются следующая схема проведения испытаний.

1. Четыре образца стандартного размера, отобранные в продолжение образцов с ориентацией перпендикулярно оси цилиндра относительно горизонтальной поверхности испытываются в режиме одноосного растяжения. Исследования вы-

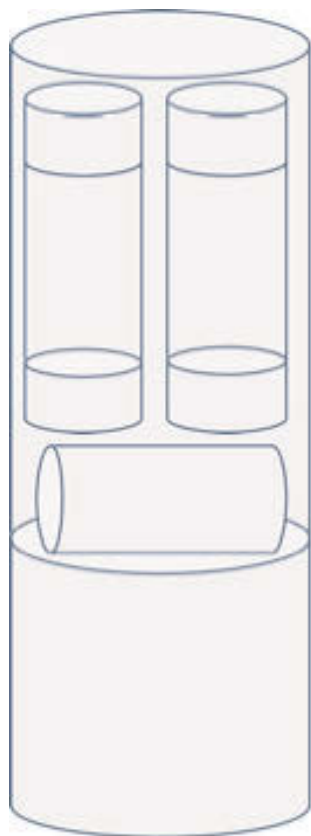


Рис. 1. Пример схемы отбора образцов для геомеханических исследований

полняются в атмосферных условиях. Определяется предел прочности на растяжение σ_r непрямым методом («Бразильский тест»).

2. Образец стандартного размера с ориентацией перпендикулярно оси цилиндра относительно горизонтальной поверхности испытывается в режиме одностадийного объемного сжатия с заданной величиной бокового обжима (150 % максимального значения). Максимальный боковой обжим равен максимальному эффективному давлению (разница горного и пластового давлений), соответствующего глубине отбора образца. Исследования выполняются в термобарических условиях. Определяются $\sigma_{осж}$, $\sigma_{упр}$, E_y , $E_{дин}$, ν_y , $\nu_{дин}$, $G_{стат}$, $G_{дин}$, $K_{стат}$, $K_{дин}$.

3. Образец стандартного размера с ориентацией перпендикулярно оси цилиндра относительно горизонтальной поверхности используется для определения объемной сжимаемости, сжимаемости порового пространства, сжимаемости скелета, расчета параметра Био. Далее образец испытывается в режиме одностадийного объемного сжатия с максимальным значением бокового обжима. Определяются $\sigma_{осж}$, $\sigma_{упр}$, E_y , $E_{дин}$, ν_y , $\nu_{дин}$, $G_{стат}$, $G_{дин}$, $K_{стат}$, $K_{дин}$.

4. Образец стандартного размера с ориентацией параллельно оси цилиндра относительно горизонтальной поверхности испытывается в режиме многостадийного объемного сжатия при величине бокового обжима, равной 75, 100 и 125 % максимального значения. Определяются $\sigma_{осж}$, $\sigma_{упр}$, E_y , $E_{дин}$, ν_y , $\nu_{дин}$, $G_{стат}$, $G_{дин}$, $K_{стат}$, $K_{дин}$.

5. Полноразмерный образец испытывается в режиме многостадийного объемного сжатия при величине бокового обжима, равной 75, 100 и 125 % максимального значения. Определяются $\sigma_{осж}$, $\sigma_{упр}$, E_y , $E_{дин}$, ν_y , $\nu_{дин}$, $G_{стат}$, $G_{дин}$, $K_{стат}$, $K_{дин}$. При этом испытания полноразмерного образца должны выполняться только после завершения исследования образцов стандартного размера с учетом его результатов.

Схема геомеханических исследований ядра для сопровождения дизайна ГРП представлена на рис. 2.

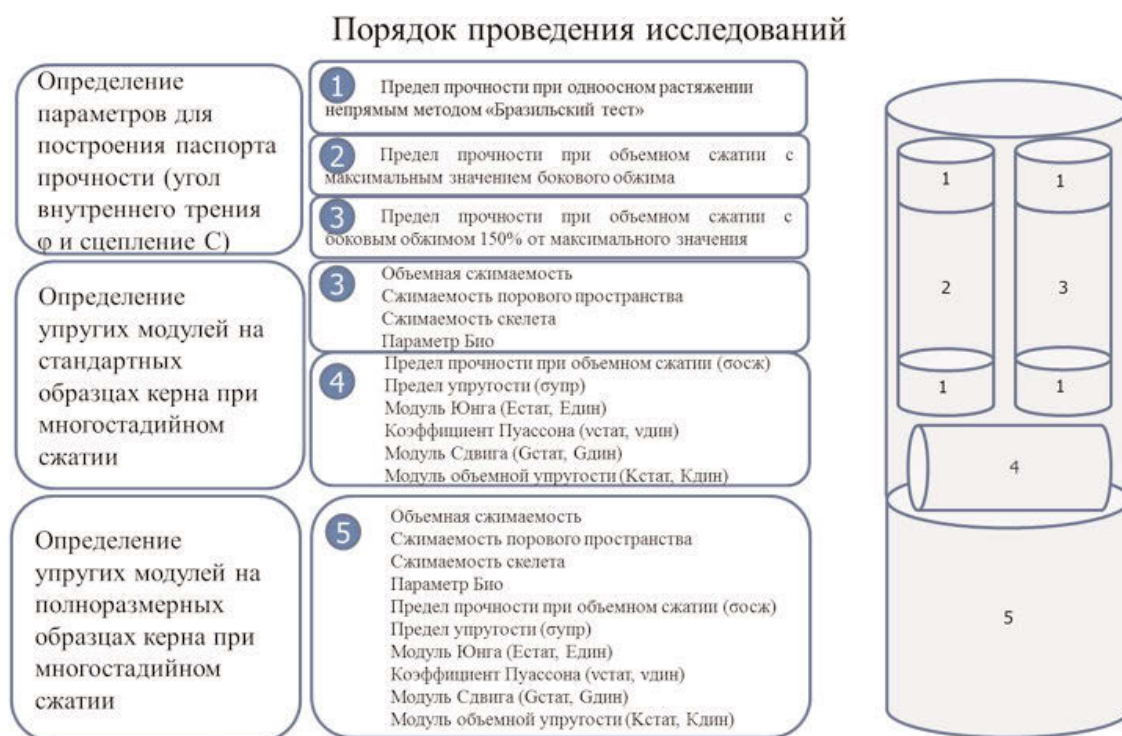


Рис. 2. Схема геомеханических исследований ядра для сопровождения дизайна ГРП

Полученный комплекс деформационных, акустических и прочностных свойств отобранного ядерного материала представляется в виде таблиц с указанием определяемых параметров. Результаты определения модулей, коэффициентов деформации и упругости образцов ядра оформляются также в виде зависимостей относительных осевых и радиальных деформаций от осевой нагрузки для уточнения параметров в случае необходимости. Также строятся зависимости параметров от глубины.

Отдельно следует отметить особенность проведения испытаний в режиме многостадийного объемного сжатия. При таких испытаниях образец ядра циклически нагружается и разгружается вертикальным давлением при различных боковых давлениях. Вертикальная нагрузка на всех стадиях за исключением последней увеличивается до достижения предела упругости (рис. 3).

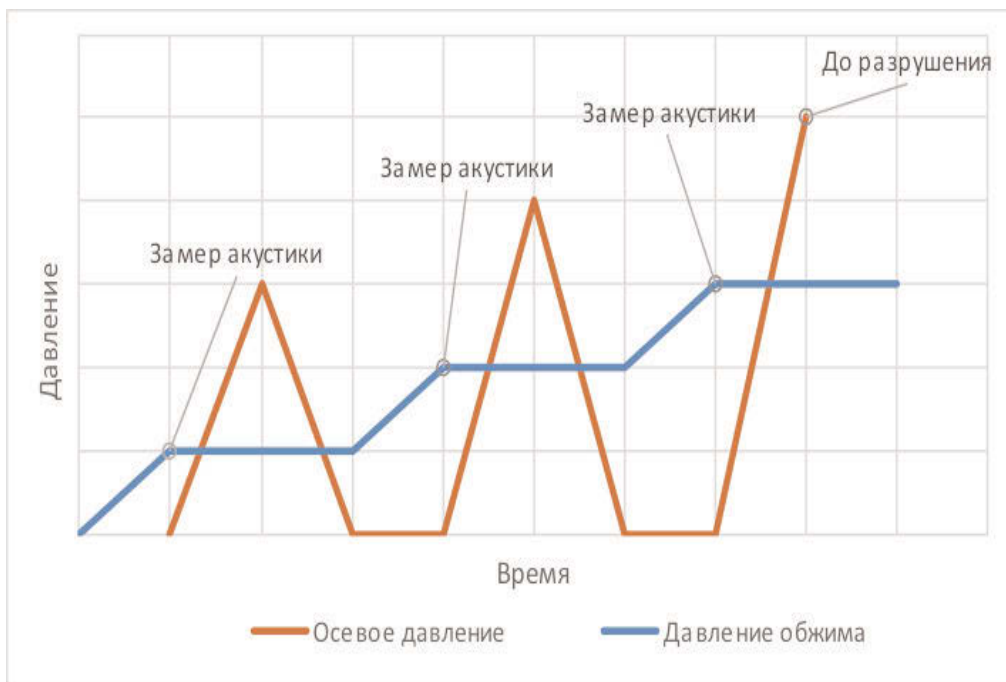


Рис. 3. Схема проведения многостадийного эксперимента

На рис. 4 приведен пример зависимости относительной деформации от осевого давления.

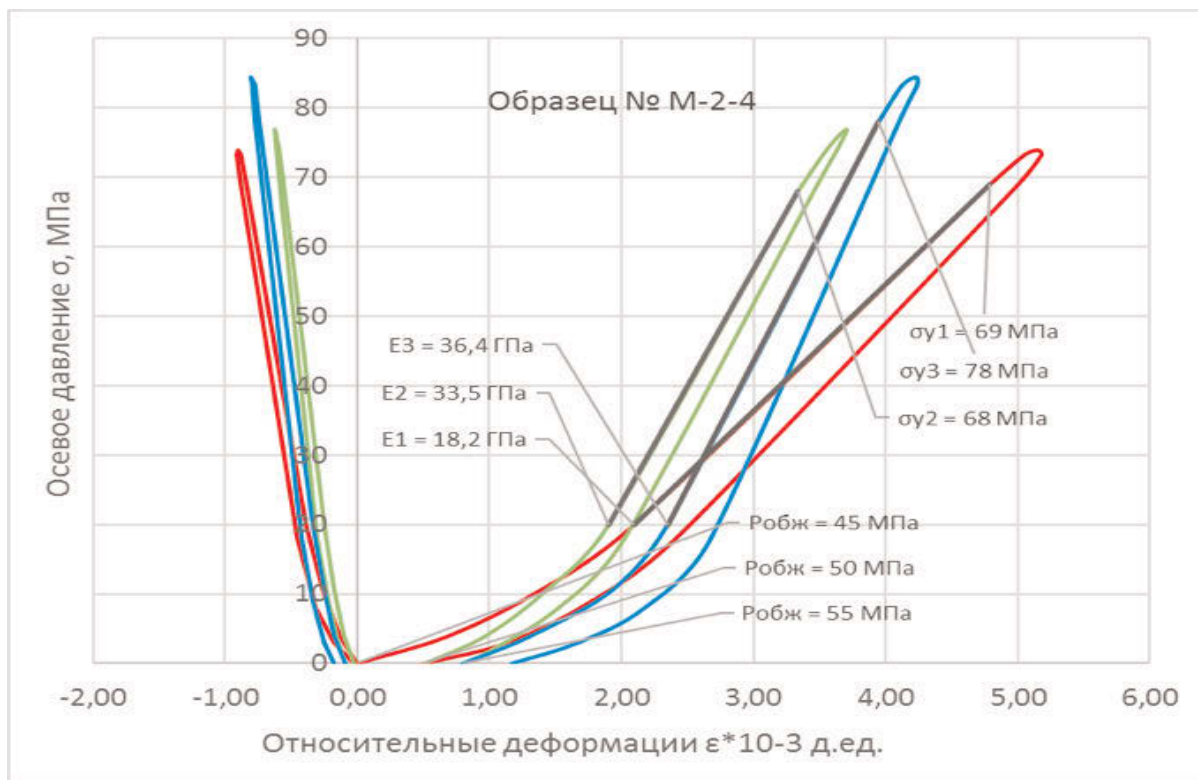


Рис. 4. Зависимости относительной деформации от осевого давления, полученные в результате проведения многостадийного исследования

Определение предела упругости при проведении испытаний на полноразмерных образцах в режиме многостадийного объемного сжатия является более сложной задачей, чем при испытании на образцах стандартного размера. Такое масштабное различие в определении предела упругости может объясняться особенностью измерения радиальной деформации, которая измеряется в пределах одного достаточно тонкого сечения по центру образца, и тем, что при испытаниях полноразмерных образцов структура образца является более неоднородной по сравнению с образцами стандартного размера. При этом разрушение полноразмерного образца может происходить в области, находящейся за пределами системы, измеряющей радиальную деформацию.

Несмотря на сложности, проведение испытаний полноразмерных образцов рекомендуется для оценки масштабных эффектов и корректной интерпретации упруго-прочностных характеристик, полученных на образцах стандартного размера.

Рассмотренные рекомендации могут быть использованы для проведения исследований по определению упруго-механических свойств горных пород в лабораторных условиях для обеспечения дизайна ГРП, сопровождения строительства скважин и построения геомеханических моделей месторождения.

Влияние значений геолого-физических параметров на прогнозирование показателей разработки нефтяных залежей

В.Н. Мельников¹, В.В. Вахрушев¹, С.А. Москвитин¹

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Ключевые слова: выработка запасов, интенсивность разработки, геолого-физическая характеристика, дебит, обводненность, теоретическая характеристика вытеснения, функция Баклея – Леверетта, относительные фазовые проницаемости (ОФП), теоретическая продуктивность, гидравлический разрыв пласта (ГРП)

В статье дана количественная оценка влияния значений параметров геолого-физической характеристики пласта на технологические показатели разработки. Для оценки рассматривались влияние начальных геолого-физических параметров на начальные дебиты, обводненность и другие показатели и динамика параметров и показателей. Это позволило охарактеризовать процесс выработки запасов, в частности, зависимость обводненности от отбора от начальных извлекаемых запасов, а также оценить начальные дебиты, от которых часто зависит решение о вводе той или иной залежи в разработку. Кроме того, выполнен анализ влияния геолого-физических параметров на характеристику вытеснения подошвенной воды.

Для всех рассмотренных случаев разработан универсальный алгоритм построения теоретической характеристики вытеснения и расчета теоретической продуктивности.

В качестве объекта исследования в данной статье выбран пласт Ю₁, являющийся для Западной Сибири региональным. Продуктивность верхнеюрских отложений установлена на большинстве месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (более 200). Ниже приведена геолого-физическая характеристика пласта Ю₁ (в скобках указаны средние значения параметров).

Пористость	0,13–0,19 (0,16)
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0,3–149,3 (22,1)
Песчанистость	0,07–0,79 (0,46)
Расчлененность	1–9 (3)
Нефтенасыщенность	0,3–0,65 (0,53)

Из анализа динамика выработки запасов (рис. 1) можно сделать вывод, что разработка 95 % залежей пласта Ю₁ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» недостаточно эффективна. Очевидно, что более объективную оценку эффективности выработки запасов можно получить, только на основании расчетов.

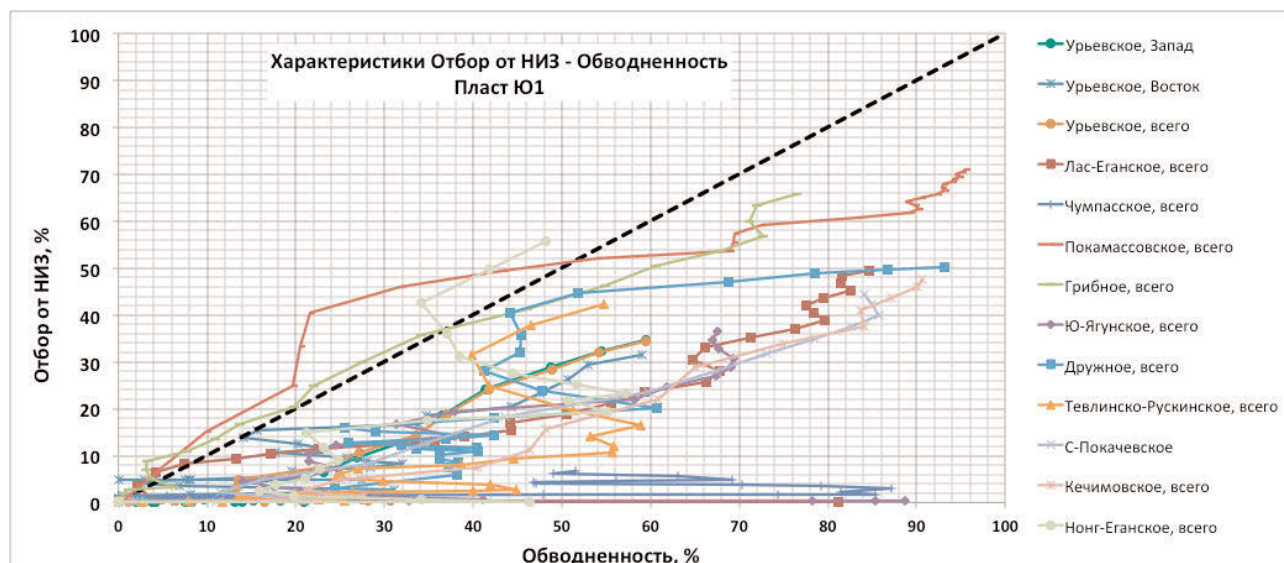


Рис. 1. Характеристики вытеснения по основным месторождениям распространения регионального объекта Ю₁

На форму характеристик вытеснения влияет множество факторов, таких как проницаемость, вязкость нефти, нефтенасыщенность, наличие и свойства водонасыщенной части, анизотропия свойств, динамика разбуривания, конструкция скважин, применяемые технологии повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти. Комплексное влияние всех факторов на технологические показатели разработки можно учесть только с применением геолого-гидродинамической модели.

При прогнозировании динамики технологических показателей разработки с помощью инженерных методик, без применения гидродинамических моделей, обычно используется ряд упрощений. В данном случае сделано допущение, что учесть влияние геолого-физической характеристики рассматриваемых объектов на динамику технологических показателей (обводненность добываемой продукции и дебит жидкости) можно, используя теоретическую кривую вытеснения, полученную по результатам специальных исследований относительных фазовых проницаемостей (ОФП) [1].

Процесс вытеснения нефти водой описывается функцией Баклея –Левретта $f(S_B)$ (S_B – водонасыщенность): $f(S_B) = 0$ при критической водонасыщенности, $f(S_B) = 1$ при предельной водонасыщенности. Функция $f(S_B)$ описывает зависимость доли подвижной воды в потоке от текущей водонасыщенности, т.е. упрощенно характер изменения обводненности при изменении нефтенасыщенности от начальной (отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) равен 0) до остаточной (отбор от НИЗ – 100 %). Для удобства практического применения предложено преобразовать оси ОФП в систему координат обводненность – отбор от НИЗ (рис. 2).

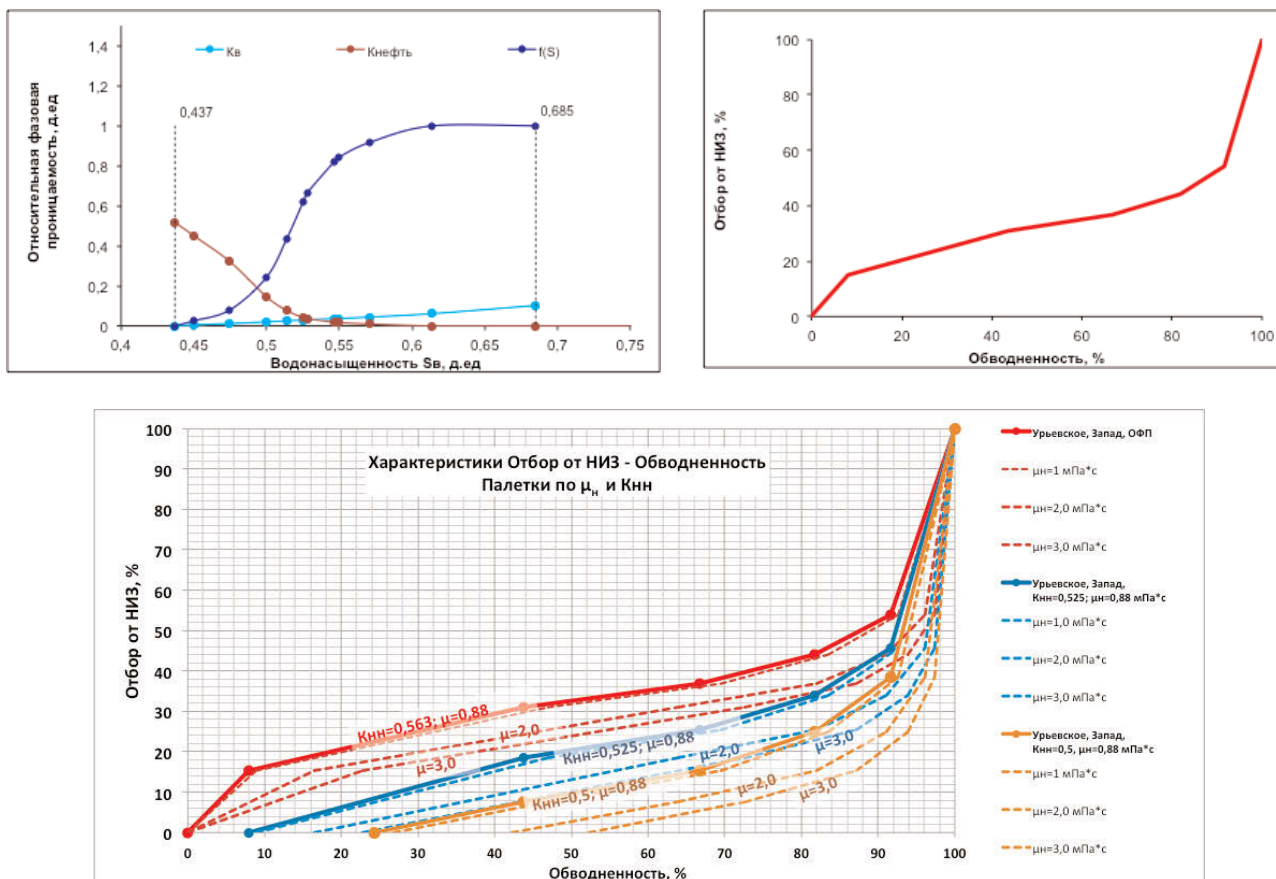


Рис. 2. Пример преобразования функции Баклея – Леверетта в зависимость отбора от НИЗ от обводненности

На вид функции Баклея – Леверетта влияют вязкости насыщающих флюидов и ОФП для нефти и воды, которые, в свою очередь, в каждый момент времени зависят от текущей нефтенасыщенности. На основе полученной теоретической кривой можно построить палетки (см. рис. 2), учитывающие изменение начальной нефтенасыщенности, вязкости нефти и других параметров. Подобные палетки можно использовать для прогноза как по новым, так и по разрабатываемым месторождениям. При этом в случае отличия параметров объекта-аналога необходимо вводить поправки. Как показал анализ, наибольшее влияние на характеристику вытеснения для рассматриваемых отложений оказывает начальная нефтенасыщенность [2].

На динамику дебита жидкости влияют два основных фактора: фазовые проницаемости и процесс формирования воронки депрессии. В данной работе рассмотрено только влияние фазовых проницаемостей. На их основе возможно рассчитать теоретическую продуктивность (относительный дебит жидкости), которая является безразмерной величиной и показывает характер изменения дебита жидкости относительно первоначального в зависимости от текущей обводненности. Изменение обводненности в процессе разработки влияет на ОФП для нефти и воды. Как сле-

дует из закона фильтрации, при прочих неизменных условиях изменение дебита жидкости будет пропорционально изменению суммарной подвижности нефти и воды $\bar{k}_B/\mu_B + \bar{k}_H/\mu_H$ (k_B, k_H – проницаемость соответственно для воды и нефти, μ_B, μ_H – вязкость соответственно воды и нефти). Исходя из этого, теоретическую продуктивность возможно записать в виде $(\bar{k}_{Bi}/\mu_B + \bar{k}_{Hi}/\mu_H)/(\bar{k}_{B0}/\mu_B + \bar{k}_{H0}/\mu_H)$ (индексы i и 0 соответствуют текущий и начальным показателям). Для практического применения целесообразно использовать систему координат относительный дебит жидкости – обводненность (рис. 3).

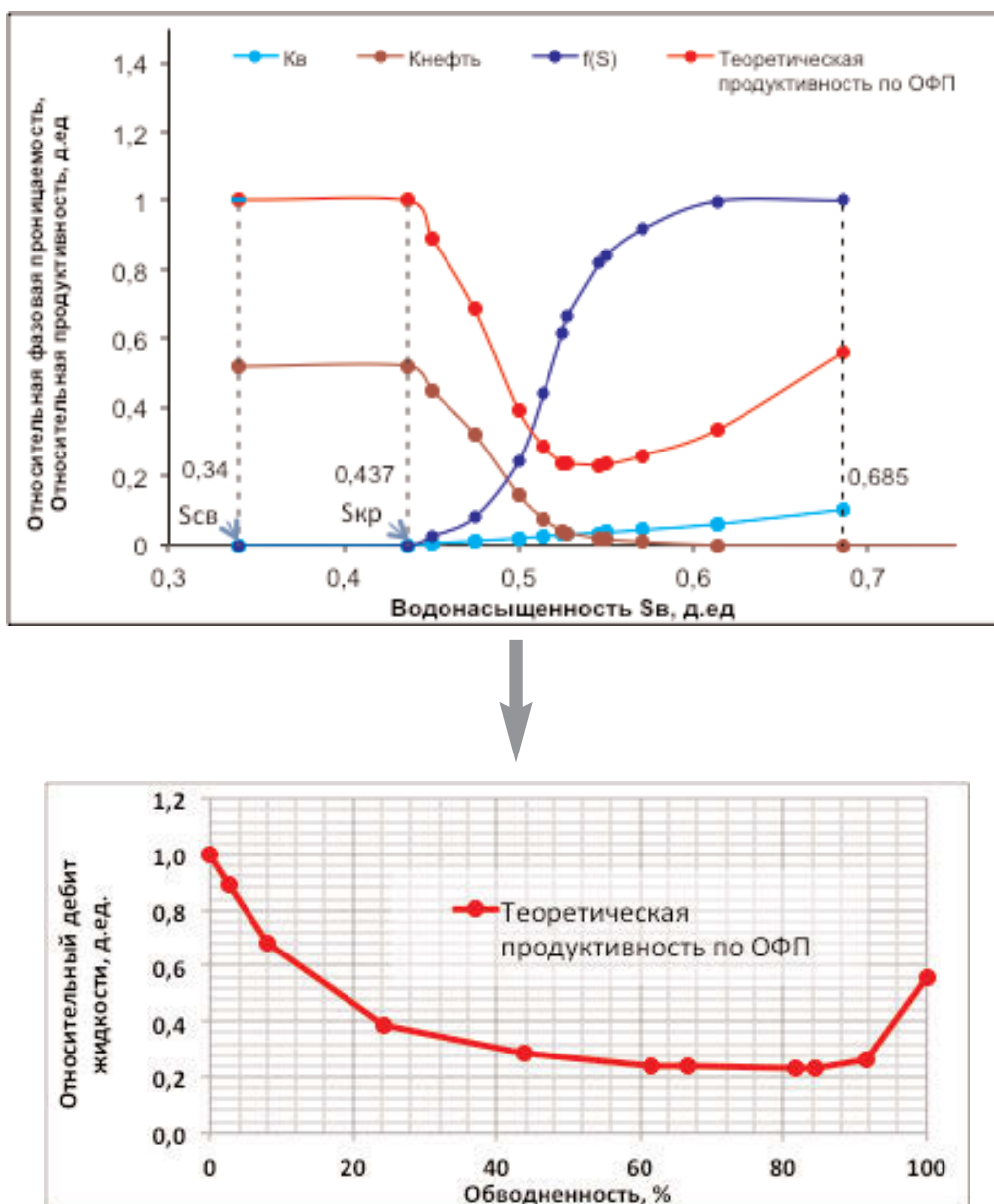


Рис. 3. Теоретическая продуктивность по ОФП

Влияние подошвенной воды на характеристику вытеснения

Теоретическая характеристика вытеснения, полученная на основе функции Баклея – Леверетта, позволяет прогнозировать динамику выработки запасов для случая чисто нефтяной зоны пласта (ЧНЗ). Когда присутствует водонефтяная зона (ВНЗ), возникает необходимость введения поправок. Примем следующие допущения: величина НИЗ является постоянной; различие кривых заключается в динамике роста обводненности. По определению, обводненность характеризует долю воды в продукции скважин. Ее величина является следствием соотношения подвижностей воды и суммарной подвижности нефти и воды. Дополнительно введя в расчет подвижность воды, поступающей из водонасыщенной части пласта, можно учесть изменение обводненности в условиях ВНЗ. Толщина водонасыщенной части пласта учитывается коэффициентом, равным отношению нефтенасыщенной и водонасыщенной толщин.

В качестве примера рассмотрим два частных случая.

1. Толщина водонасыщенной части пласта в два раза меньше толщины нефтенасыщенной $h_{\text{В}}/h_{\text{Н}} = 0,5$. В этом случае обводненность следует рассчитывать с учетом функции:

$$f = \frac{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + 0,5 \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{Н}}}}{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + 0,5 \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{Н}}}{\mu_{\text{Н}}}},$$

где $k_{\text{В.В}}$, $k_{\text{В.Н}}$ – проницаемость для воды соответственно водонасыщенной и нефтенасыщенной части пласта.

2. Толщины сопоставимы $h_{\text{В}} = h_{\text{Н}}$. В этом случае для расчета обводненности используется функция

$$f = \frac{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{Н}}}}{\frac{k_{\text{В.Н}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{В.В}}}{\mu_{\text{В}}} + \frac{k_{\text{Н}}}{\mu_{\text{Н}}}}.$$

На рис. 4 представлен получаемый вид теоретической характеристики вытеснения.

Аналогичным образом вносятся поправки в вид кривой теоретической продуктивности (рис. 5).

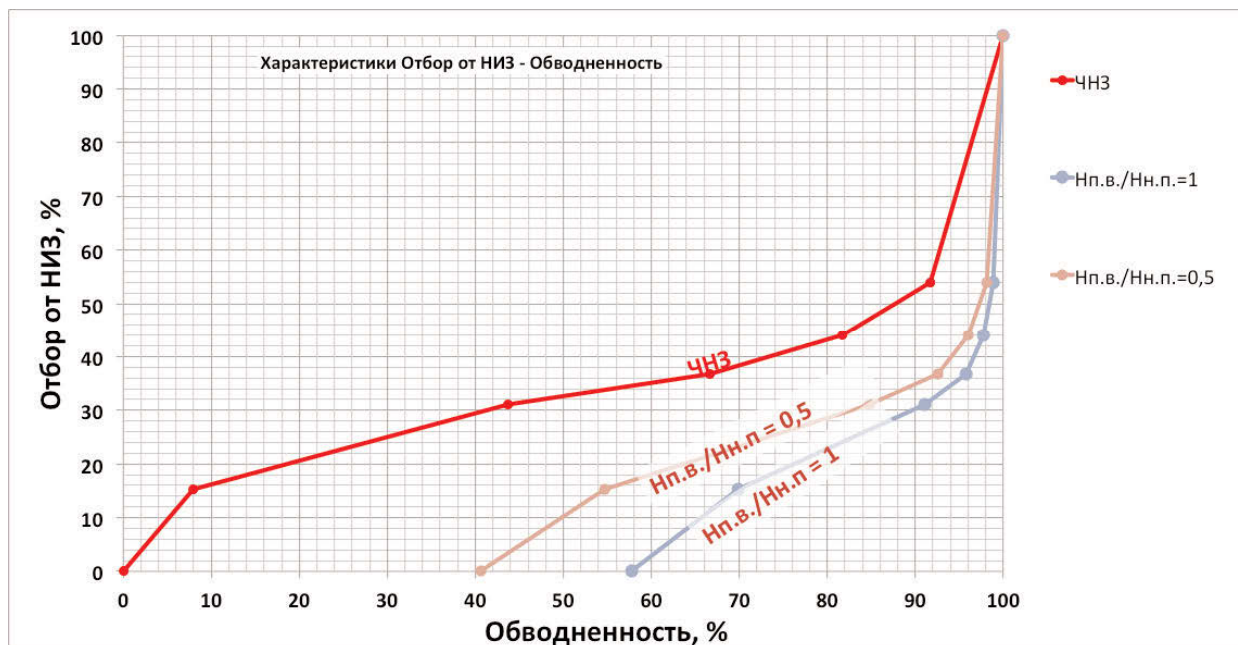


Рис. 4. Влияние подошвенной воды на характеристику вытеснения ($H_{п.в.}$, $H_{н.п.}$ – толщина соответственно водонасыщенной и нефтенасыщенной части пласта)

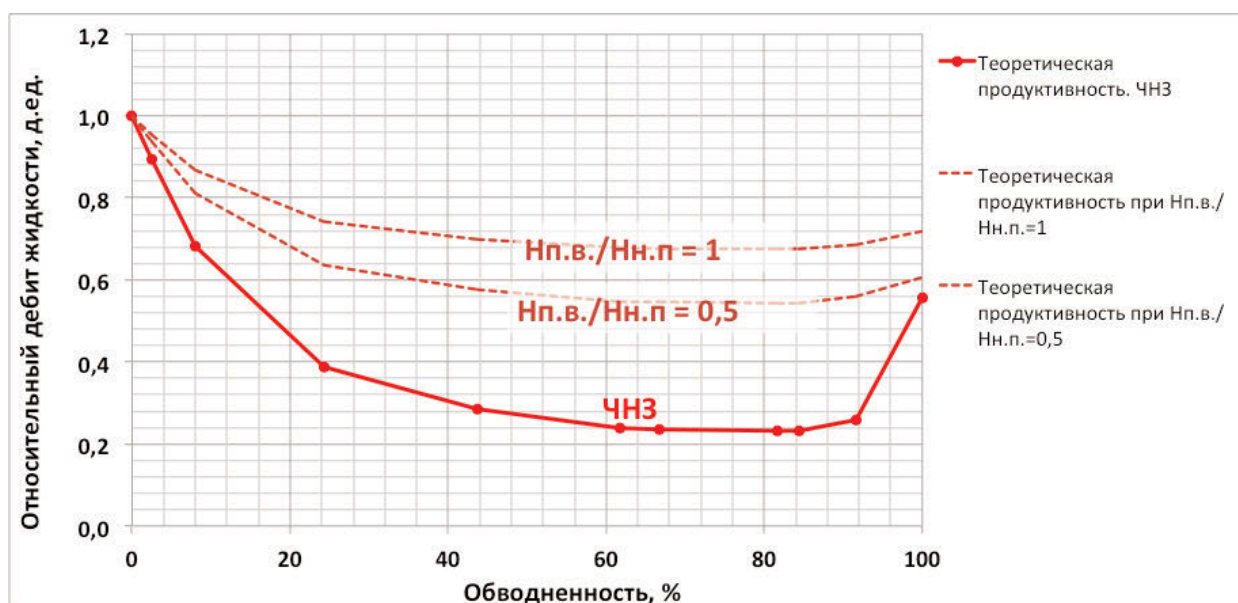


Рис. 5. Влияние подошвенной воды на теоретическую продуктивность

Влияние гидроразрыва пласта (ГРП) в пробуренной скважине на характеристику вытеснения в ЧНЗ

Выполнена оценка влияния ГРП и многостадийного ГРП на вид характеристики вытеснения для случая ЧНЗ. Доля потенциально подвижной дополнительной воды в пласте определяется соотношением $(S_{кр} - S_{св}) / (S_{пред} - S_{св})$ ($S_{кр} - S_{св}$ – доля связанной воды, фильтрация которой возможна даже при предельной нефтенасыщенности коллектора в ЧНЗ при определенных «экстремальных» условиях, когда

преодолеваются капиллярные силы, удерживающие воду в порах; $S_{кр}$ – водонасыщенности, после превышения которой начинается фильтрация воды в пласте (получена по результатам специальных исследований керна); $S_{св}$ – остаточная водонасыщенность (минимально возможное значение); $S_{пред}$ – предельная водонасыщенность). С учетом этого можно внести поправки в вид теоретической характеристики вытеснения, рассчитав начальную обводненность с использованием функции

$$f_{нач} = \frac{S_{в.нач} - S_{в.ост}}{(S_{в.нач} - S_{в.ост}) + (S_{н.нач} - S_{н.ост})},$$

где $S_{в.нач}$, $S_{в.ост}$ – соответственно начальная и остаточная водонасыщенность; $S_{н.нач}$, $S_{н.ост}$ – соответственно начальная и остаточная нефтенасыщенность

Вид теоретической кривой с учетом поправок показан на рис. 6. Фактические данные о работе скважин с ГРП подтверждают полученные зависимости. При этом следует отметить, что с уменьшением начальной нефтенасыщенности пласта уменьшается изгиб кривой в начальный период, т.е. ГРП влияет на начальную обводненность в меньшей степени. Последнее объясняется тем, что в недонасыщенных пластах доля дополнительно подключаемой связанной воды существенно меньше текущего объема свободной воды в коллекторе.

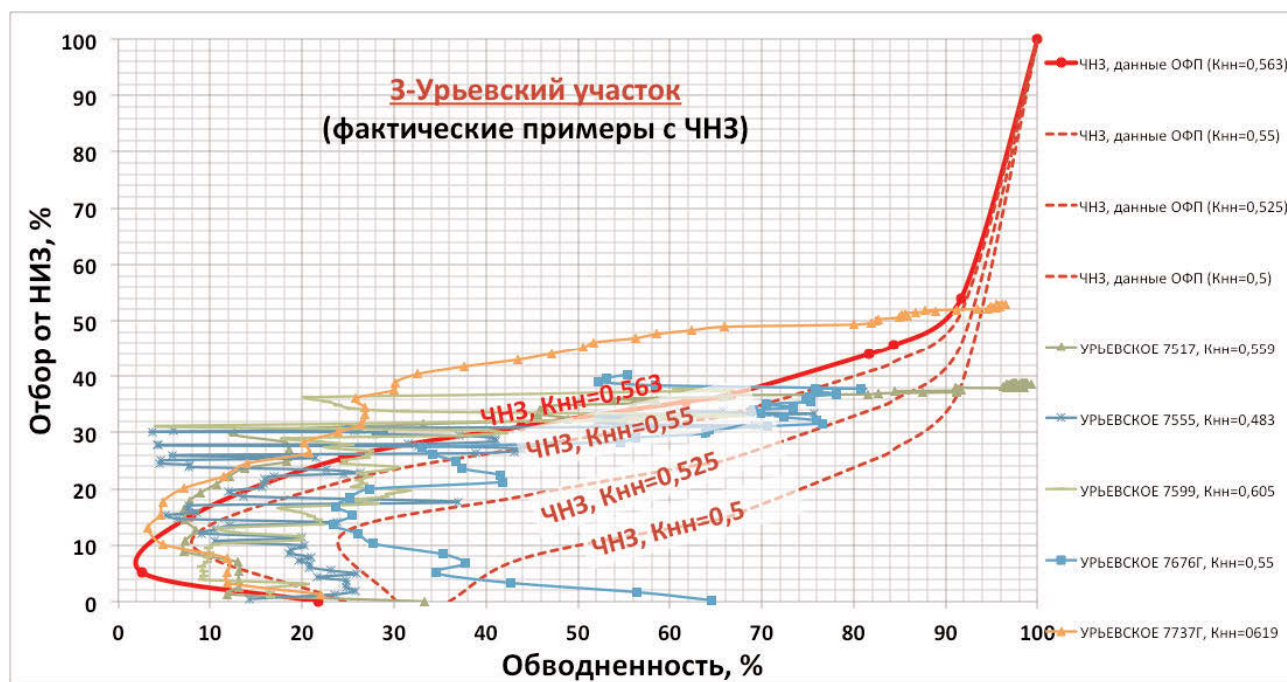


Рис. 6. Влияние ГРП в пробуренных скважинах на характеристику вытеснения в ЧНЗ

Таким образом, в работе обоснован подход к проведению оценки текущего состояния разработки и прогноза динамики технологических показателей разработки без применения гидродинамических моделей. Дано теоретическое обоснование фактических видов кривых. Представленный подход позволяет повысить обоснованность прогноза динамики технологических показателей разработки.

В настоящее время работа по обобщению опыта разработки объекта Ю₁ продолжается, ведется дальнейший анализ возможности учета факторов, влияющих на выработку запасов и показатели разработки при прогнозе технологических показателей (например, формирование воронки депрессии).

Список литературы

1. *Уолкотт Д.* Разработка и управление месторождениями при заводнении. - Москва: Schlumberger, 2001 – 144 с.
2. *Обобщение опыта эксплуатации объектов ЮВ1 и ЮС1 месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»* / Л.Д. Рачева, С.В. Левагин, И.С. Соколов, В.Н. Мельников // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО – Югры. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2013. – С. 343–351 с.

Граниты. Тектонизация, зарождение углеводородов, нефтенасыщение

(по материалам изучения керн ПАО «Сургутнефтегаз»)*

Е.Н. Трофимова¹, Е.В. Артюшкина¹, О.А. Быкова¹, А.В. Дякина¹, Н.В. Новикова¹,
В.Р. Сахарова¹, И.Л. Цесарж¹, И.В. Шестерякова¹

¹«СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru

Ключевые слова: Западная Сибирь, керн, гранит, тектонит, динамометаморфизм, генерация, нефтенасыщение, углеводороды, сдвиг, стресс-метаморфизм

В статье приведены результаты изучения керн, отобранного из верхней части гранитного массива. В зоне контакта чехол – фундамент породы массива интенсивно тектонизированы и представлены апогранитовыми тектонитами с нефтенасыщением. Комплексное и многоуровневое изучение позволило визуализировать разрез объекта и границы продуктивной зоны, описать характер пород в зоне тектонизации и их структурно-вещественное преобразование в коллектор. Выявлено зарождение углеводородов в зернах щелочных полевых шпатов в зоне перехода гранит – тектоногранит. Основной емкостной объем приурочен к зернам измененных полевых шпатов апогранитовых тектонитов. Степень нефтенасыщения имеет прямую связь со степенью динамометаморфизма. Начальная тектонизация гранитов порождает углеводороды, последующая – генерирует, конечная – способствует миграции. Полученные данные подтвердило предположение, сделанное в более ранних работах, о зарождении углеводородов в процессе сдвига и стресс-метаморфизма. Изученный объект является примером минерального зарождения нефти.

*Основные выводы доклада о зарождении нефти в гранитах были подвергнуты критике участниками конференции и модератором секции. В сборнике материалы доклада представлены в авторской редакции без учета сделанных замечаний.

Granites. Tectonization, hydrocarbons origin, oil saturation (based on the core study of Surgutneftegaz PJSC)

E.N. Trofimova¹, E.V. Artyushkina¹, O.A. Bikova¹, A.V. Dyakina¹, N.V. Novikova¹,
V.R. Saharova¹, I.L. Tsesarzh¹, I.V. Shesteryakova¹

¹SurgutNIPIneft, Surgutneftegaz PJSC, RF, Surgut

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru

Keywords: Western Siberia, core, granite, tectonite, dynamometamorphism, generation, oil saturation, hydrocarbons, shear, stress metamorphism

The paper highlights the results of a core sample taken from the upper part of the granite massif. In the sedimentary cover – basement contact zone, the rocks of the massif are intensively tectonized and represented by apogranite tectonites with oil saturation. Complex and multilevel study allowed to visualize the section of the object and the boundaries of the productive zone, describe the nature of rocks in the tectonization zone and their structural-material transformation into a reservoir. Unambiguous HC-origin was detected in grains of alkali-feldspars in the transition zone granit – tectonogranite. The main capacitive volume is contained in grains of modified feldspars of apogranitic tectonites. The degree of oil saturation is directly related to the degree of dynamometamorphism. Initial tectonization of granites gives rise to hydrocarbons, the next generates, and the final promotes migration. The study confirmed the authors' assumption about the origin of HC in the process of shear and stress metamorphism. The studied object is an example of a mineral oil birthplace.

Объект исследования

Объектом изучения (рис. 1) являлся керн № 7–10 (2502–2531 м) и № 11 (2576–2586 м), отобранный из верхней части гранитного массива (далее Объект). Подобный керн изучался коллективом научно-исследовательской лаборатории литологии только один раз [1, 2]. В процессе изучения в структуре Объекта выделены два основных этажа: 1) граниты; 2) апогранитовые тектониты. Этажи разделены зоной апогранитовых ультратектонитов вдоль разрывного смещения, которая характеризуется наклонной (~25°) субпараллельной линейностью, согласной с наклоном тектонизации выше- и нижележащих пород. Нижний этаж венчается (без тектонического прерывания) маломощной зоной тектонизированного гранита с пятнистым нефтенасыщением. Верхний этаж в зоне контакта чехол – фундамент расчленяется и венчается микститовыми кластолитами с фрагментарным нефтенасыщением. Зона непрерывного перехода от тектоногранитов к тектонитам отсутствует.

По совокупности данных изучения керна и геофизических исследований скважин нижний этаж массива представлен лейкократовыми гранитами нормальнощелочного ряда, расчлененными мезократовыми мелкозернистыми породами типа диорит. По керну все границы гранит – диорит тектонические с маломощными зонами динамометаморфизма, которые свидетельствуют о сдвиговом смещении. Переходных зон контактового метаморфизма нет. По классическим представлениям мезоокрашенные породы можно отнести к дайкам. В колонке

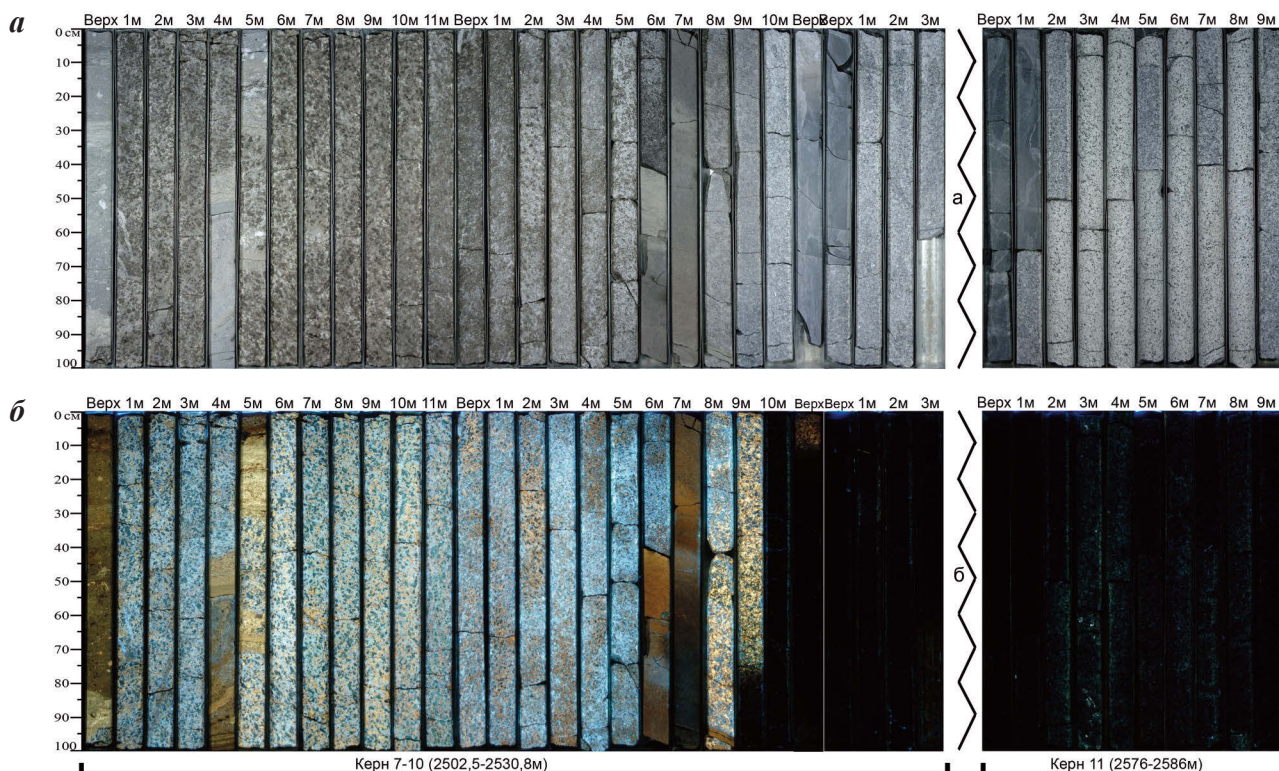


Рис. 1. Фоторазрез объекта в дневном (а) и ультрафиолетовом (б) свете

керн их можно охарактеризовать как фрагменты интрузивных тел с признаками смещения.

В кровле нижнего этажа и нижележащих тектонически расчлененных зонах граниты аналогичны, характеризуются относительно слабой степенью тектонизации и метаизменения.

Нефтенасыщение Объекта приурочено к зоне дезинтеграции и динамометаморфического преобразования гранита (2503–2526 м). Установлено зарождение углеводородов в кровле нижнего этажа в зонах субгоризонтальных сдвигов.

Методы

Методы изучения керн: 1) профильные исследования; 2) стандартный и дополнительный комплексы литологического изучения керн (ЛИК) на макро-мезо-микроуровнях [3]. Частота дополнительного комплекса ЛИК – 5 образцов на 1 м керн. Спилы всех образцов отсканированы. Из всех литотипов отобраны эталоны. Методы изучения горных пород (литотипов): 1) стандартный комплекс определения петрофизических параметров (ПФП), частота отбора – 3 образца на 1 м керн; 2) стандартный комплекс лито-геохимических параметров (ЛГХИ). Из тектонитов с средне-крупнозернистой апогранитовой структурой: на ПФП выбурены цилиндры диаметром 5 см; на ЛГХИ отобраны крупные куски с навеской ~0,4 кг. Из пород с тонко-мелкозернистой структурой (кластолиты, ультратектониты) отбор образцов на ПФП и ЛГХИ проведен классическим способом.

Для сравнительной характеристики минеральных компонентов все образцы, отобранные на шлифы, отсканированы.

Результаты профильных исследований

Апогранитовые коллекторы характеризуются трещиноватостью, сланцеватостью, милонитизацией. В тектонитах с крупной гранитовой зернистостью продуктивная емкость кавернозно-порово-трещинная. Профильная проницаемость пород отражена на планшете [1], все значения, превышающие $1 \cdot 10^{-3}$ мкм², относятся к трещинной проницаемости.

В процессе ЛИК проведено временное фотографирование распиленного керна в ультрафиолетовом освещении (УФО): 1) через 10 мин после распиловки (поверхность мокрая); 2) через 4 сут после распиловки (поверхность сухая); 3) через 1 и 2 мес после распиловки (поверхность сухая); 4) через 2 мес после свежего спила (поверхность сухая).

В первые дни после высыхания поверхность нефтенасыщенных тектонитов сопровождалась «туманом» [1] сине-голубого спектра в УФО, свидетельствующим об активном испарении легких фракций углеводородов. Через 2 мес свечение углеводородов наблюдалось только на свежем спиле.

Номенклатура, аналоги

Подразделение горных пород (в том числе магматических, метаморфических) в основном базируется на данных химических и количественно-минералогических признаков, которые невозможно определить на уровне изучения керна. «Характеристики видов магматических, главным образом плутонических, пород должны базироваться на их количественном минеральном (модальном) составе, выраженном в об. %. <...> Для тех пород, модальный минеральный состав которых установить невозможно, в качестве главного классификационного признака может выступать их химический состав» [4]. Наиболее корректное «полевое» подразделение может быть проведено в случае аналогичного (повторного) изучения, основанного на аналитических данных эталонов. В случае первичного изучения принято выделять полевые типы пород.

Исходя из отмеченного Объект относится к первичным. Единственный аналог (из изученных ранее авторами) имеет частичное сходство.

Публикации по продуктивным «гранитам»** территории Западной Сибири единичны [5–7 и др.], выводы основаны на количественных элементно-минеральных аналитических данных и описаниях шлифов. Наиболее фундаментальной работой по изучению гранитов территории Евразии является труд [8] коллектива Лаборатории тектоники консолидированной коры Геологического института РАН. И хотя

**Словосочетания «гранит нефтенасыщенный» или «гранит продуктивный» некорректно. По изучению керна пород фундамента Западной Сибири только в апомагматических тектонитах (ультратектонитах) выявляется нефтенасыщение [прим. авторов].

в указанном издании о гранитах Западной Сибири данных мало, многие результаты в данной монографии сочетаются с результатами изучения Объекта, подтверждают и дополняют данные изучения эксгумированных гранитных массивов, анализ цитированных материалов.

Таким образом, в связи с отсутствием в классификационной основе горных пород «полевой» номенклатуры, авторами сформирована «полевая» классификация пород Объекта, основанная на данных комплексного и многоуровневого изучения горных пород в колонке керна. Типы выделены в последовательности динамометаморфического преобразования пород: гранит; тектоногранит (тектонизированный гранит); тектонит апогранитовый; ультратектонит апогранитовый; тектоносланец; тектонокластолит. При появлении новых данных «полевое» разделение может быть расширено и дополнено. Детальное описание литотипов приведено ниже. Породная и минеральная характеристика дана по «прочитанным» участкам.

Литотипы

Гранит. Порода (рис. 2) лейкократовая, слаботектонизированная. Структура средне-крупнозернистая. Последовательность главных породообразующих минералов (по убыванию) – полевые шпаты, кварц, темноцветы (5–10 %). Окраска светло-серая, с разной степенью цветности полевых шпатов.

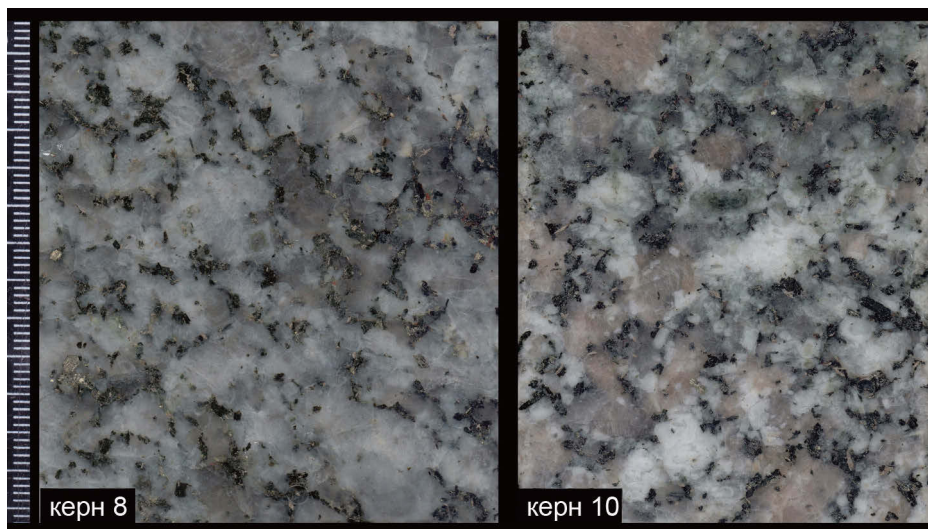


Рис. 2. Граниты. Сканоизображения спила керна в воде

В долблении №10 гранит с наибольшей степенью цветности и метаизменениями полевых шпатов, контрастно разделяющими их на группы щелочных и плагиоклазов. Щелочные полевые шпаты характеризуются большей прозрачностью, пятнистой (от еле заметной до явной) розоватостью, микроклиновой решеткой. Отметим, что процесс микроклинизации полевых шпатов в отдельных исследованиях российских и зарубежных ученых связывается с процессом динамомета-

морфизма [9]. Плагиоклазы характеризуются меньшим размером, неравномерной (от еле заметной до явной) и наложенной (пятнистой, зональной) молочностью (альбит) или зеленоватостью (эпидот, хлорит). Отмечаются зерна полевых шпатов с зональной бело-розовой окраской; с цветовой иризацией, с «солнечной» микро-вкрапленностью; с черными рассеянными микро-вкраплениями. Кварц хорошо отличается на микроуровне по прозрачности и дроблению (катаклаз). Темноцветы в основном представлены в разной степени измененным и замещенным биотитом с окраской черно-коричневого ряда, редко наблюдаются темные зерна амфиболов. В верхней части массива многие зерна биотита деформированы, местами разорваны, местами расщеплены на пакеты, в пространстве между которыми наблюдаются зерна кварца и кальцита, иногда в виде удлинённых микрокристаллов. В кровле нижнего этажа отмечаются «скатанные» зерна типа «снежного кома» или «рулонов сена», ограниченные микроразрывами. Мусковит отмечается реже, характеризуется перламутровой зеленоватостью, более заметен на мезо- и микроуровнях и в обособленных зернах. Среди вторичных и акцессорных минералов наблюдаются кирпично-красные микро-вкрапления гематита; ромбики сфена; микро-вкрапления сульфидов (пирит); кальцит по биотиту и сфену. Причем последний практически полностью замещен CaCO_3 . Микро-вкрапления пирита наблюдаются повсеместно в пределах массива, чаще приурочены к вкраплениям слюд. В верхней части массива отмечаются «пленки» пирита, «проявляющие» сетки минеральной микротрещиноватости. Текстура гранитовая, местами с хорошо заметной субдиагональной ($\sim 45\text{--}60^\circ$) упорядоченностью и ориентировкой минеральных компонентов. Порода трещиноватая, что более заметно на сухом спиле. Трещины субгоризонтального, субдиагонального направления разной ориентировки. Большинство трещин секут текстурную упорядоченность, отдельные согласны с ориентировкой минеральных компонентов (или тектонического течения породы). Вдоль отдельных диагональных разрывов наблюдаются поверхности скольжения, маломощные зоны (до 1 см), увеличение индекса темноцветности и сульфидности, местами с округлыми («очковыми») включениями обломков породы. На светлом крупнозернистом фоне гранитов отмечаются бесформенные пятна 1–2 см (шлиры) с микроструктурностью и высоким индексом темноцветности. Материал в шлирах аналогичен материалу вдоль разрывных нарушений и, вероятнее всего, является следствием тектонизации. На микроуровне: все минеральные компоненты рассеяны микротрещинами; на границах зерен микрокатаклаз. На фоне тектонизированных зерен отмечаются единичные новообразованные кристаллические срезы полевых шпатов с блеском и разными углами погасания, отдельные характеризуются полосами двойникования.

Тектоногранит. Порода (рис. 3) еще имеет сходство с «материнским» гранитом: первичная гранитная структура раздроблена, но сохраняется, «просматривается» только на макроуровне. Вверх по разрезу наблюдается потеря признаков коренной породы, усиливается степень насыщения углеводородами. От гранита

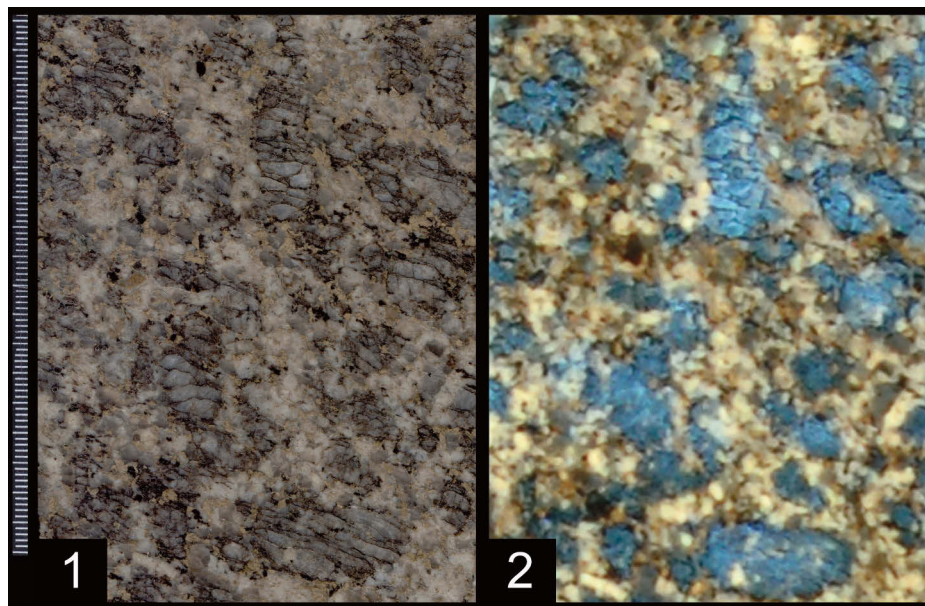


Рис. 3. Тектоногранит. Сканоизображение в воде (1), фотоизображение в УФО (2)

порода отличается однонаправленно-наклонной тектонизацией; более высокой степенью тектонизации и метаизменения породы (в целом) и минеральных компонентов (в частности); бурым нефтенасыщением. Из первичных минералов сохраняются только кварц и полевые шпаты, слюды практически полностью замещены минеральным агрегатом (сидерит, кальцит, пирит, кремнисто-глинистый продукт). Относительно «чистые» пакеты слюд – единичны. Тектонизация повсеместная – трещины, микротрещины, кливаж, катаклаз, смещения по разрывам, очковый милонаж (милонитизация) и др. Отдельный разрыв сопровождается «прослоем» ультрамикротектонита сланцеватого с поверхностями скольжения. Для породы в целом тектонизация субпараллельно-линейная, наклонная ($\sim 15\text{--}30^\circ$), усиливающаяся от подошвы к кровле. Обеспечивает однонаправленное (в направлении сдвига) упорядочивание и смещение минеральных зерен. Главные породообразующие минералы (кварц, полевые шпаты) расчленены на удлиненные катакласты или кливажные литоны (менее 5×10 мм). Между катакластами сформированы нитевидные кливажные зоны с кремнисто-слюдисто-карбонатным заполнением. Последнее представлено преимущественно апотемноцветным материалом с охристой (сидеритовой) окраской и белым кальцитом.

Нефтенасыщение (явный запах углеводородов, буроватость окраски, фрагментарная гидрофобность) наблюдается по микротрещинам тектонизации и пятнами (пятнистое, решетчато-пятнистое) в кристаллической решетке полевых шпатов. Межкластовые пленки нефти приурочены к тектонизированным зернам щелочных полевых шпатов, которые характеризуются свечением нефтенасыщения в УФО (критерий выделения). Свечение в УФО сплошное с мелкопятнистой разноцветностью (изумрудно-зеленый, синий, голубой, бурый,

желтый спектр), связано и с нефтенасыщением, и с минеральной люминесценцией. Свечение сине-голубого и изумрудно-зеленого спектра однозначно связано с нефтенасыщением.

Тектонит апогранитовый. Порода имеет сходство с тектоногранитом по облику и распределению минеральных компонентов, по характеру нефтенасыщения полевых шпатов. Сходство с гранитом просматривается только в апогранитной текстурности. По сравнению с тектоногранитами тектонизация интенсивная, дезинтеграция породы со смещениями и течением в диагонально-вертикальном направлении. Степень тектонизации неравномерна, но в целом усиливается вверх по разрезу. Порода является основным (около 75 %) литотипом и коллектором в зоне нефтенасыщения (2503–2526 м) Объекта. Окраска буро-серая, пятнистая. Структура катакластическая (от 2 см и менее) апогранитовая (средне-крупнозернистая) милонитизированная, с элементами и зонами милонитизации. Класты разноформенные – от угловатых до округлых. Степень грануляции и милонитизации усиливается вверх по разрезу. Текстура динамофлюидальная с субвертикально направленной минеральной упорядоченностью. Минеральные пятна (до 1–2 см) соединены в графические линии, криволинейно и разнонаправленно вытянуты в диагонально-субвертикальном направлении, что более выражено в УФО. Отмечаются фрагменты жильного облика (кварц, кварц + шпат). Вкрапления главных породообразующих минералов в разной степени метаизменены, тектонизированы, содержание неравномерное. Местами наблюдается заметное увеличение или снижение содержания лейкократовой (кварц, кварц + шпат) составляющей, что свидетельствует о минеральном перераспределении. Колебание содержания минеральных компонентов может существенно влиять на элементный и минеральный состав образцов и приводить к неправильным выводам как о текущем, так и первичном составе.

Нефтенасыщение пятнистое (сильный запах, свечение в УФО, бурая окраска, гидрофобность), однозначно связано с тектонизацией минеральных зерен, в большей степени полевых шпатов. На мезо- и микроуровне, помимо крупных «щелочных» пятен, бурое нефтенасыщение наблюдается пятнами в плагиоклазах, в микротрещинах секущих или окружающих полевые шпаты и кварц. Свечение в УФО сине-голубого спектра наблюдается во всех породообразующих минералах, отсутствует в апотемноцветных агрегатах с охристо-бурой (кремнисто-слюдисто-глинисто-сидеритовые) и зеленой окраской (гидрослюда).

Полевые шпаты. Щелочные с разnobурой (от буро-серой до черно-бурой) окраской, отражающей степень изменения: чем темнее, тем интенсивнее. В буро-серых разностях еще просматривается минеральный облик, отмечаются двойники. В слабоизмененных зернах или их фрагментах наблюдается внутрикристаллическое загрязнение углеводородами, черные пленки по микроклиновой решетке. В бурых и черно-бурых пятнах минералы частично или полностью замещены, с разной степенью буро-охристого «ожелезнения» и разрушения. Отдельные кри-

сталлы имеют псевдоскелетный облик с перегородками и ячейками. Многие (из отдельных) имеют по центру ось двойникования. Внутри ячеек минерал с частичным или полным замещением, с кавернозно-пористой емкостью. В наиболее крупных полостях наблюдаются кристаллы прозрачного кварца (удлинение – до 0,3 мм). Зерна однозначных плагиоклазов с обелением (альбитизация) и пятнами загрязнения углеводородами, которые часто развиваются в центральной части. Многие зерна со свечением в УФО имеют слабую буроватость, обусловленную наличием углеводородов. Отмечаются единичные новообразованные кристаллические срезы с блеском, погасанием, полосами двойникования. В целом вверх по разрезу структурно-вещественная трансформация (ведущая к разрушению) полевых шпатов усиливается. Щелочные «ожелезняются» до охристо-буро-черных пятен; плагиоклазы замещаются кремнисто-глинистым агрегатом.

Кварц. Крупные зерна хорошо выделяются на микроуровне по прозрачности и дроблению. Отдельные – в трещинах дробления с пленками углеводородного загрязнения, иногда отражающими смещения.

Слюды практически полностью замещены, в основном кремнисто-глинисто-сидеритовым минеральным агрегатом. Относительно «чистые» фрагменты слюд – единичны. Облик охристых агрегатов по цвету аналогичен наблюдаемому в тектоногранитах. На микроуровне сидеритизация имеет микросферолитовый облик.

Тектонизация (трещины, микротрещины, катаклиз, смещения по разрывам, милонитизация и др.) наблюдается повсеместно, обеспечивает однонаправленное (в направлении сдвига) упорядочивание и смещение минеральных зерен. Отмечаются линейные трещины – разнонаклонные (субдиагональные) и разнонаправленные. На микроуровне тектонизация сопровождается смещениями и внутри зерен, и между ними.

Коллектор кавернозно-порово-трещинный. Кавернозно-поровая емкость приурочена к бурым пятнам замещенного микроклина.

До отметки 2520 м минеральный состав тектонитов согласуется с составом тектонизированных гранитов. В приподошвенной части этажа наблюдается участок, где состав тектонитов заметно изменяется. Участок характеризуется высокой степенью дробления, ограничен субпараллельными диагональными тектоническими разрывами, возможно, с большой амплитудой смещения. По сравнению с нижележащими тектоногранитами и вышележащими тектонитами содержание кварца заметно ниже (на уровне монцогранита), распределение неравномерное; среди шпатов преобладает белый (альбитизированный) плагиоклаз; темноцветы полностью замещены минеральным агрегатом с зеленой окраской (типа гидрослюда); порода имеет более «рыхлый» облик. В подошве этажа порода тектонизирована интенсивно. Мелкое дробление (до микрогранул) стирает границы зерен; порода имеет более темную окраску нефтенасыщения (нефтезагрязнения).

Ультратектонит апогранитовый. Порода приурочена к зоне интенсивного динамометаморфического преобразования вышележащего апогранитового тектонита, о чем свидетельствуют его крупные реликты. По зеленым апотемноцветным реликтам ультратектонит ближе к апомонцогранитовому тектониту.

Окраска неравномерная от буровато-светло-серой до черновато-бурой, связана со структурной степенью преобразования породы, усиливающейся от мелкого поликатаклазита до тонкого милонита. Бурость окраски связана с сидеритизацией и нефтенасыщением. В милонитизированных участках порода более светлая, без нефтенасыщения, в катаклазированных – более темная, с нефтенасыщением. В катаклазированных участках с осветлением окраски уменьшается структурная размерность, на темном фоне отмечаются светлые «микрослойки» милонитизации. В противоположность, на фоне светлых милонитовых участков наблюдаются реликтовые прерывистые «струйки» ($h \sim 1-2$ мм) бурой тектонокластики. Наиболее мощный участок милонитизации закономерно приурочен к кровле зоны, где вдоль контакта ($\sim 20-25^\circ$) ультратектонит переходит в разломный ($h \sim 1$ см) тектоносланец.

Структура катакластическая: в темных – до 2 мм с порфиropyтнами до 1 см, в светлых – до 0,15 мм. Более темные участки характеризуются большим разбросом размерности зерен. На микроуровне порода фрагментарно с ультрамилонитовой криптозернистостью.

Порода неравномерно и дискретно карбонатная. Микрокомпоненты кальцита и сидерита наблюдаются везде, преобладают в более светлых (милонитовых) участках.

Текстура динамофлюидальная, микротонкая, с однонаправленной пятнистостью, слоеватостью, слоегато-слоичатостью, сланцеватостью. Сланцеватость выявляется при делимости породы и на микроуровне, где часть обломочных зерен имеют криптозернистый вид, аналогичный виду тектоносланца.

Нефтенасыщение приурочено к более темным участкам с запахом углеводородов и гидрофобностью. На светлых участках нефтенасыщение наблюдается в реликтах и порфирыокластах бурой катакластики. Вдоль трещин отмечаются крупные (около 1 см) включения кристаллов полевых шпатов с ярким свечением нефтенасыщения сине-голубого спектра. Степень нефтенасыщения снижается и стирается процессом милонитизации.

Свечение нефтенасыщения в УФО (сине-голубой спектр разной интенсивности) на стандартных фотоизображениях без коррекции составляет около 45 %, с коррекцией – около 75 %. На откорректированных изображениях: сине-голубой спектр свечения отсутствует в наиболее светлых милонитовых участках; интенсивность свечения усиливается в наиболее темных (черновато-бурых) и более зернистых участках.

Текстурный рисунок, контакты и делимость породы субпараллельны (примерно $15-35^\circ$) наклону тектонизации нижележащих гранитов и вышележащих апогранитовых тектонитов. Помимо субтекстурной (плитчатой) делимости от-

мечаются секущие (субвертикальные, диагональные) криволинейные трещины, отдельные со смещениями и дуплексными переходами. На спиленной поверхности зерна трещины с катакластическим выполнением, открытых участков не наблюдается.

Коллектор поровый. На микроуровне в крупных открытых порах (до 1 мм) удлиненные микрокристаллы (до 0,1 мм) прозрачного кварца. Аналогичная картина наблюдается в апогранитовом тектоните в бурых пятнах замещенного микроклина, где кристаллы до 0,3 мм.

Тектоносланец разломный. Окраска светло-серая, состав карбонатно-кремнисто-слюдистый. На микроуровне тектоносланец микропятнистый, с черными и черно-зелеными микровключениями, с единичными вкраплениями пирита, с редкими микрокристаллами с прозрачно-серой (типа кварц) и оранжевой (типа циркон) окраской. Микрооблик породы аналогичен микрооблику криптозернистых фрагментов ультратектонита.

Тектонокластолит микститовый (предположительно зона меланжа). Порода серая с неравномерной буростью, разнокластическая, с фрагментами тектонита апогранитового. На фоне преобладающей пелито-алеврито-псаммитовой (до 2 мм) массы «плавают» псефитовые обломки (до 4 см) с разной окраской, формой, составом. Обломки как поли-, так и мономинеральные. Отдельные обломки имеют сходство с обломками тектонитов, в некоторых из них отмечаются признаки углеводородов. В пограничной зоне тектонит – тектонокластолит наблюдаются крупные фрагменты тектонита, ограниченные зонами смешивания и очковой милонитизации. Нефтенасыщение дискретное (пятнистое, полосчатое). Текстура местами неоднозначная, местами полосчатая, связанная с дифференциацией кластики. В интервале 4,55–4,90 м полосчатость с обликом тектонически срезанного пластического перегиба, который более заметен по свечению в УФО.

Выводы

1. Нефтенасыщение приурочено к тектонитам и ультратектонитам в зоне дезинтеграции и динамометаморфического преобразования гранита на границе чехол – фундамент.

2. Генерация углеводородов имеет прямую связь с динамометаморфизмом гранитов, приурочено к зернам полевых шпатов, в большей степени щелочных. Начальная тектонизация гранитов зарождает углеводороды, последующая – генерирует, конечная – способствует миграции.

3. Зарождение углеводородов проявляется в зернах щелочных полевых шпатов в зоне однонаправленного сдвига и перехода гранит – тектоногранит.

4. Тектонизация гранитов сопровождается сдвиговыми движениями, которые порождают изменение кристаллической структуры и физико-химического состава минералов. Диспергирование минеральных компонентов (слюд, полевых шпатов, пирита) способствует высвобождению элементов, в том числе водорода и угле-

рода. Свободный водород связываясь со свободным углеродом порождает углеводородные флюиды. «Не отрицая эндогенных источников водорода, необходимо учитывать возможность его регенерации в процессе милонитизации» [10], что подтверждено экспериментально в работах [11, 12 и др.].

5. Ультракатаклаз превращает крупнозернистые апогранитовые тектониты с пятнистым нефтенасыщением в однородный мелкокластический коллектор с однородным нефтенасыщением. Крупные фрагменты тектонитов являются свидетельством их политектонизации. Милонитизация вытесняет углеводороды из ультракатаклазитов и образует криптозернистые непроницаемые породы-изоляторы.

6. Изученный объект является примером минерального места рождения нефти, подтверждающим теоретические и экспериментальные работы некоторых российских и зарубежных ученых.

7. В процессе многолетнего изучения керна авторами отмечено большое количество примеров приуроченности нефтенасыщения к участкам тектонизации разных типов (терригенных, магматических, карбонатных) пород на разных стратиграфических уровнях. Это свидетельствует о том, что углеводородам неважно из элементов каких соединений (органических, неорганических) образовываться в ходе химических реакций.

Список литературы

1. *Граниты*. Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина [и др.] – https://oil-industry.net/SD_Prezent/2019/10/Новикова_Сургутнефтегаз.pdf

2. *Элементы* сдвига в зонах нефте-рудопроявления (по материалам изучения керна в разрезе месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного района) / Е.Н. Трофимова, Е.В. Артюшкина [и др.] // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XIX научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2016. — С. 221–242.

3. *Трофимова Е.Н., Артюшкина Е.В.* Выявление элементов сдвига в колонке керна и изучение сдвиговых деформаций горных пород на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. Материалы XX научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2017. – С. 246–268.

4. *Богатиков О.А., Петров О.В., Шарпенко Л.Н.* Петрографический кодекс России. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования. Издание второе, переработанное и дополненное. – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2008. – 200 с.

5. *Проявления* динамометаморфизма на Урненской площади и нефтеносность катаклазитов на примере скважины 13/ Е.А. Яцканич, Е.Р. Чухланцева, И.М. Яцканич, З.В. Лашнева // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы X научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО «ИздатНаукаСервис», 2007. — С. 371–374.

6. *История* геологического развития и строение фундамента западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / К.С. Иванов, В.А. Коротеев, М.Ф. Печеркин [и др.] // Геология и геофизика. – 2009. – № 4. – С. 484–501.

7. *Пономарев В.С., Иванов К.С., Ерохин Ю.В.* Вещественный состав гранитоидов фундамента Узбекской площади Шаимского района (Западная Сибирь) // Граниты и эволюция Земли: гео-

динамическая позиция, петрогенезис и рудоносность гранитоидных батолитов. Материалы I Международной конференции. – Улан-Удэ: Изд-во БНЦ СО РАН, 2008. – С. 302–305.

8. *Леонов М.Г., Пржиялговский Е.С., Лаврушина Е.В.* Граниты. Постмагматическая тектоника и углеводородный потенциал. – М.: ГЕОС. – 2018. – 331 с.

9. *Кузьмин А.М.* Микроклин (Опыт систематики полевых шпатов) // Известия Томского политехнического института. – 1953. –Т. 74. – Вып. 1. – С. 47–107.

10. *Родыгин А.И.* Динамометаморфические породы – Томск: Изд-во Томского ун-та. – 2001. – 356 с.

11. *Молчанов В.И., Архипенко Д.К.* Разложение воды продуктами тонкого измельчения минеральных веществ. В сб. Физико-химические изменения минералов в процессе сверхтонкого измельчения. – Новосибирск: Наука. – 1966. – С.86–104.

12. *Молчанов В.И., Селезнева О.Г., Осипов С.Л.* Тонкое диспергирование горных пород как предпосылка петрохимических преобразований в условиях динамометаморфизма. В сб. Структура линейных зон динамометаморфизма. – Новосибирск: СО АН СССР, Ин-т геологии и геофизики, 1988. – С. 29–41.

**О направлении распиловки
при литологическом изучении керна
(по материалам изучения керна ПАО «Сургутнефтегаз»)***

**Е.Н. Трофимова¹, Е.В. Артюшкина¹, О.А. Быкова¹, С.А. Власова², А.В. Дякина¹,
О.В. Косолапова¹, Н.В. Новикова¹, В.Р. Сахарова¹, И.Л. Цесарж¹**

¹«СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз»

²ООО «ГеоИнвестПроект»

Адрес для связи: 4trofi@surgut.ru

Ключевые слова: Западная Сибирь, керн, распиловка, фундамент, чехол, доюрский комплекс, сдвиг, стресс-метаморфизм, нефтенасыщение

С точки зрения информативности литологического изучения керна (ЛИК) направление распиловки играет особую роль. Согласно требованиям руководящего документа компании «Сургутнефтегаз» в стандартных условиях продольная распиловка проводится в одном направлении состыкованного керна, плоскость спила ориентируется ортогонально направлению основных текстурных (макроструктурных) элементов. Изменения направления допускаются в нестандартных ситуациях, например, когда направление выбрать сложно, или когда требуется распилить в разных направлениях. Процессу и направлению распиловки уделено внимание во многих работах коллектива научно-исследовательской лаборатории литологии. В данной статье приведены примеры, демонстрирующие, как правильная распиловка керна позволяет значительно увеличить объем получаемой информации. В качестве примеров рассмотрено несколько объектов изучения керна доюрского комплекса. Рассмотрены также примеры выявления новых важных данных, полученных при корректной распиловке керна разных объектов исследований. Роль направления распиловки показана на фотографиях, скан-образах и микроизображениях, в описании керна, на схематических реконструкциях, при оценке текстурного характера пород на мегауровне.

*Полный иллюстративный материал представлен в презентации доклада:
https://oil-industry.net/SD_Prezent/2019/10/Косолапова_Сургутнефтегаз.pdf

On the direction of sawing at lithological study of core (based on the materials of core study of Surgutneftgas)

E.N. Trofimova¹, E.V. Artyushkina¹, O.A. Bikova¹, S.A. Vlasova², A.V. Dyakina¹,
O.V. Kosolapova¹, N.V. Novikova¹, V.R. Saharova¹, I.L. Tsesarzh¹

¹SurgutNIPIneft, Surgutneftgas, RF, Surgut

²GeoInvestProject LLC, RF, Saint-Petersburg

E-mail: 4trofi@surgut.ru

Keywords: Western Siberia, core, sawing, foundation, cover (case), pre-Jurassic complex, shear, stress metamorphism, oil saturation

The direction of sawing plays a special role in the informative value of lithological study of core. According to the rules prescribed in the Surgutneftgas's guidance, longitudinal sawing in the standard order is carried out in one direction of the joined core, the plane of the saw cut is oriented orthogonally to the direction of the main texture (macrostructure) elements. Direction changes are allowed in non-standard situations, for example when it is difficult to choose it, or when you need to saw in different directions. The sawing process was given attention in many papers written by the team of the research laboratory of lithology. This paper provides examples when correct core sawing has significantly expanded field of geological knowledge of the subsoil. Several objects of pre-Jurassic complex core study are considered as examples. Examples are given to show «manifestation» of new important data obtained by meaningful sawing of core from different objects of research. The role of sawing direction is reflected in photos, scans and micro images, in the core description, in schematic reconstructions, in the assessment of the texture character of rocks at the mega-level.

В информативности литологического изучения керн (ЛИК) направление распиловки играет особую роль. Процессу и направлению распиловки уделено внимание во многих работах [1, 2 и др.] коллектива научно-исследовательской лаборатории литологии «СургутНИПИнефть» ПАО «Сургутнефтегаз». В данной статье приведены примеры корректной распиловки керн, позволившей значительно повысить информативность исследований. В качестве примеров рассмотрено несколько объектов изучения керн доюрского комплекса (ДЮК).

Результаты изучения объектов ДЮК

Керн ДЮК в рамках годового объема работ не превышает 10 %. Его отбор в скальных кристаллических породах всегда сложен. Керн часто фрагментарный, с малым выносом, с разрушением, дроблением и затиранием контактов в зонах трещиноватости. Поэтому даже опытному специалисту сложно «прочитать» 3–4 м керн ДЮК, вынесенного на 50 м (и более).

Много лет сотрудники лаборатории литологии «СургутНИПИнефть» ведут работу по созданию банка данных пород ДЮК. Система хранения фотоизображений позволяет быстро просмотреть фотографии как всего имеющегося керн ДЮК, так и выборочно, например, в близлежащих скважинах. Для увязки облика породы

с геохимическими и петрографическими данными каждый образец, отобранный на аналитические исследования, сканируется. Представительные образцы отбираются на эталоны. При возможности сканируются участки с нефтенасыщением, сложным текстурным строением, тектонизированные, отбор из которых для аналитических исследований затруднен или невозможен. Постоянно ведется работа по разработке новых и совершенствованию существующих технологий ЛИК пород фундамента [3, 4 и др.]. Существенный прогресс в ЛИК ДЮК наблюдался в результате внедрения технологии сканирования в воде [5]. Изучение изображений мокрых спилов в течение 8 лет показало, что внешний облик исследованных пород фундамента очень разнообразен. Скан-изображения пород ДЮК со схожим или аналогичным обликом единичны. Частично это обусловлено глубинным залеганием, частично – фрагментарностью отбора керна, частично – большим отбором пород стресс-метаморфизма в пограничной зоне чехол – фундамент, частично – ошибками в технологиях изучения, например, в выборе направления распиловки.

Рассмотрим примеры изучения керна ДЮК, где направление распиловки было выбрано с учетом изменения окраски, структурно-текстурных особенностей, элементов разрывной тектоники и характера нефтенасыщения. Результаты изучения пород ДЮК объектов скомплексированы в их литологическом описании. Породная и минеральная характеристика дана по «прочитанным» участкам. Описание отражает объем информации, полученной при комплексном и многоуровневом изучении керна. Данная информация не может быть получена другим способом и может быть полезна для всех специалистов, изучающих ДЮК.

Объект 1. Первоначально керн объекта 1 был распилен без учета его текстурного рисунка. При обнаружении данного факта керн был соскотчкован заново и распилен в нужном направлении. Направление распиловки задавалось по рабочей реконструкции, выполненной по фотографиям полноразмерного керна в дневном и ультрафиолетовом (УФО) свете. Реконструкция (в объеме около 3×5 м) по фотоизображениям спиленной поверхности показала, что керн отобран из зоны субвертикального падения горных пород, осложненного флексурным изгибом S-образной формы. «Материнская» порода, преобразованная динамометаморфически, сохранилась в смыкающем крыле. Керн из таких зон целесообразно описывать одним слоем. Образцы для аналитических исследований необходимо отбирать с учетом рисунка реконструкции и текстурно-структурного наклона.

Литологическое описание керна. Порода метаморфическая, тектонизированная. Зона динамометаморфического замещения кристаллического сланца. Керн без нарушения сплошности, распилен в профильном направлении текстурного наклона. Угол наклона преимущественно (0,50–2,80 м) 50–65°, в кровле и подошве наклон близок к субвертикальному и связан со складчатыми перегибами. В центральной части (1,45–2,15 м) порода наименее измененная с темно-зеленой окраской, коричнево-белой линзовидной полосчатостью, определена как амфиболовый (акти-

нолитовый) сланец по присущим ему признакам. Темная составляющая сложена амфиболом, возможно, с хлоритом и тальком. Светлая составляющая (линзы, линзовидные полосы, складчатые рассечения) имеет мигматитовый характер, сложена метасоматическим карбонатом. Местами лейкосомы располагаются послойно, местами имеют секущее (инъективное) направление и мелковолнистый складчатый облик. Выше и ниже порода с разнотональной зеленой окраской и цветной (коричневой, белой, ярко-зеленой, бурой) пятнистостью, связанной со степенью динамометаморфического изменения «материнской» породы. Структура мелкозернистая (до $0,5 \times 3$ мм), скрытозернистая, местами пелитоморфная. Кристаллическая масса породы сложена линейными и радиально-лучистыми агрегатами амфибола. Текстура породы кристаллизационно-сланцеватая, полосчатая (линзовидно, пятнисто), местами сложной конфигурации. Порода крепкоскальная с неравномерной кальцитизацией. Реакция с соляной кислотой от слабой до вскипания, с заметным снижением интенсивности в центральной части. Свечение в УФО, проявляющееся при коррекции фотоизображений, связано с зонами максимальной кальцитизации и жилами карбонатов (кальцит, сидерит). Порода рассечена крупными тектоническими разрывами, разнонаправленными трещинами и микротрещинами с разным минеральным выполнением. Разрывы преимущественно диагонального направления, многие согласны с флексурным изгибом, сконцентрированы в смыкающем крыле. Вдоль разрывов наблюдаются сланцеватость, поверхности скольжения, зоны дробления. На мезоуровне отмечаются элементы сдвига.

Данный пример наглядно показывает роль направления распиловки при изучении и описании пород ДЮК. Учитывая район бурения, можно делать выводы о породах в обрамлении гранитного массива, о динамометаморфическом преобразовании пород контактового метаморфизма.

Объект 2. Распиловка керна объекта 2 основана на детальном изучении состыкованной полноразмерной поверхности керна. Направление распиловки выбрано с учетом изменения окраски, структурно-текстурных особенностей и направлений разрывной тектоники. Реконструкция (в объеме около 15×1 м) по фотоизображениям спиленной поверхности показала, что наклонно-полосчатая с динамофлюидальной упорядоченностью текстура отложений более контрастна на мегауровне. Направление полос (50 см и более) с разной кластической размерностью субдиагональное и субпараллельное линейным тектоническим разрывам. Отобранный ниже (примерно 30 м) керн характеризует участок «цветного» тектонического меланжа, большинство обломков (до 65 см) которого идентичны обломкам объекта 2, представлены органогенными известняками и метаморфитами магматических пород.

Литологическое описание керна. Порода разнокластическая тектонизированная (тектонокластолит), с гетерогенной литологией обломков, с неравномерной кальцитизацией. Окраска неравномерно и разнооттеночно серая с неравномерной буростью и разноцветной обломочной пятнистостью. Структура разнообломочная

(от 0,05 до 10 см), с неравномерным и полосчатым распределением кластического материала. Обломки разной формы, с различными окраской и составом условно разделены на две группы: обломки органогенных известняков и органических остатков; обломки метаморфически измененных кристаллических пород (метаморфитов). Обломки известняков разнооттеночно серые (от светло- до темно-серых) с розоватым, буроватым, зеленоватым оттенками, отмечаются обломки черно-серой окраски. На мезо- и микроуровнях известняки скрытокристаллические, отдельные – с однородной окраской, отдельные – с темной или светлой пятнистостью, отдельные – с темноцветной пелитоморфной примесью. После травления большинство обломков с относительно «чистой», «прозрачной» кальцитовый массой, участками наблюдается фрагментарная шершавость доломитизации. Органические остатки в основном имеют нечетко выраженный или фантомный облик, что, вероятнее всего, связано с перекристаллизацией. Наиболее узнаваемые органические остатки (до 2 мм) единичны и видны только после травления породы 5%-ным раствором соляной кислоты. В типовом отношении определяются фрагменты стрекающих, иглокожих. Среди органических остатков однозначно определяются членики криноидей, фрагменты колоний коралловых полипов. Обломки метаморфитов преимущественно светлые – белых, зеленых, желтых и серых тонов. Многие с мелкой (0,1–5 мм) порфиридной минеральной (фемической, салической) пятнистостью. Частично темные – преимущественно с разнотемной (от зеленой до черно зеленой) окраской. Более светлые разности, видимо, имеют большую степень изменения. Многие кальцитизированы, что видно по поверхности травления. Порфиридные вкрапления разной формы, с округлым, кристаллическим, бесформенным контуром. На микроуровне наблюдается катаклаз порфиридных вкраплений. Содержание обломочных групп приблизительно равное. Крупные псефитовые обломки (более 1 см) в основном представлены известняками. Форма обломков разнообразная – разнооформная, угловатая, угловатая со скругленными краями, треугольная, уплощенная, разнообразно неправильная. Многие обломки рассечены трещинами, отдельные брекчированы, у отдельных наблюдаются смещения текстурных элементов, отдельные с обликом «фигурного расчленения». На протравленных спилах многие обломки известняков имеют мелкозубчатые (стилолитовые) или рваные контуры, вдоль отдельных контуров – жильный кальцит. Текстура породы – массивно-пятнистая. Текстура отложений наклонно-полосчатая. Смена полос (50 см и более) с разной кластической размерностью имеет диагональное направление и субпараллельна линейным диагональным тектоническим разрывам. Связанность (цементация) крепкая. Реакция с соляной кислотой – с неравномерным вскипанием. Структурно-текстурный рисунок породы более контрастен на протравленной поверхности. Упаковка плотная, сортировка плохая. Порода рассечена крупными тектоническими разрывами, преимущественно диагонального направления, разнонаправленными трещинами и микротрещинами, преимущественно субверти-

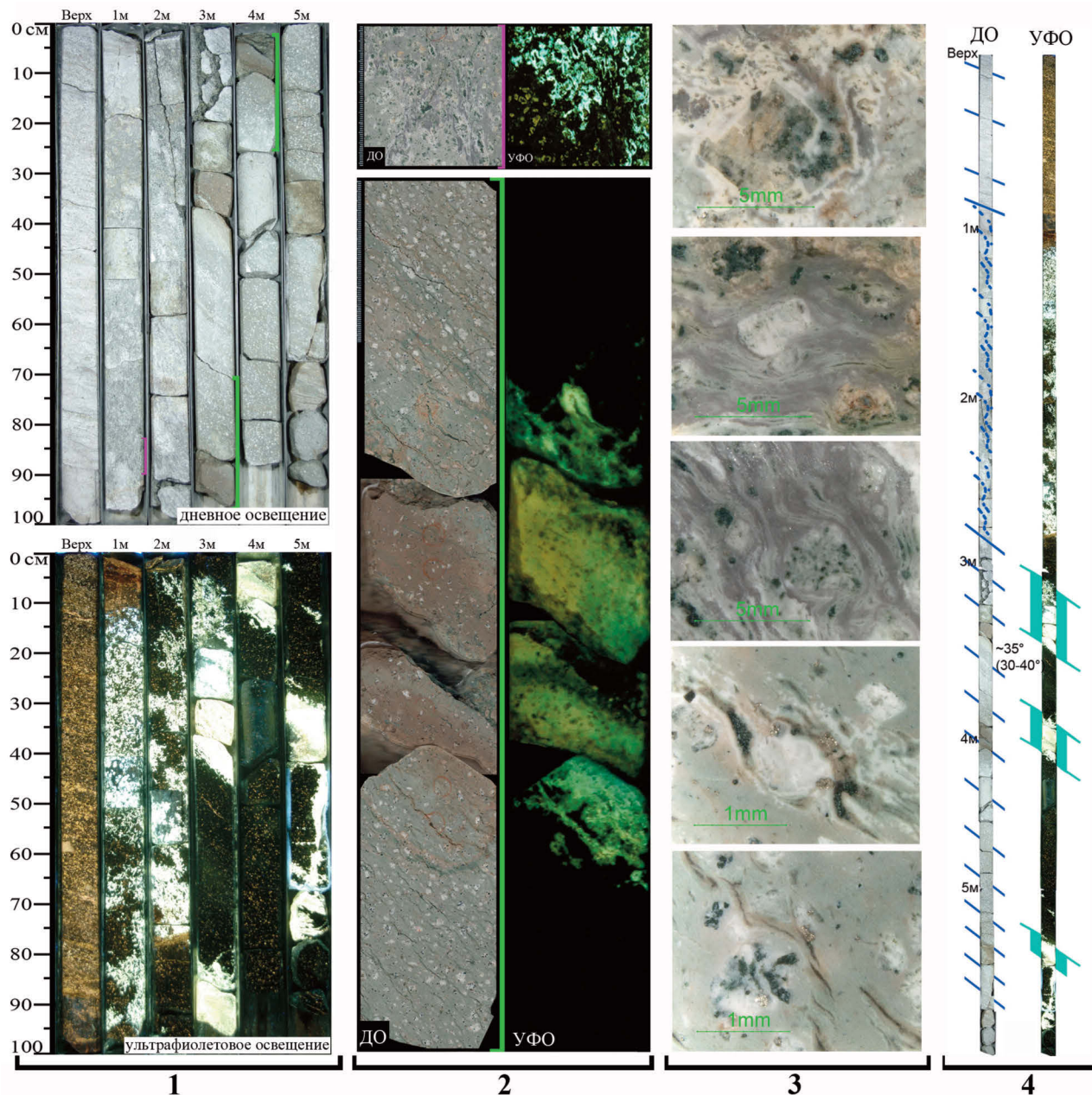
кального и диагонального направления. Наклон основных тектонических разрывных нарушений – около 60° . Вдоль разрывов наблюдается сланцеватость, поверхности скольжения, кулисообразные переходы типа «пулл-апарт». Большинство трещин и микротрещин выполнено кальцитом (красно-желтый спектр свечения в УФО). Вдоль тектонических разрывов минеральное выполнение и материал породы тектонически нарушен – брекчирован, разлинзован, милонитизирован. К поздним разрывным нарушениям относятся трещины линзовидно-цепочечного вида (*anastomosing cleavage*), проявляющиеся после травления на спилах обломков известняков. Участками породы с черно-бурыми пятнистыми (до 2×2 см) участками с обликом выщелачивания. Последние местами рассеяны, местами сконцентрированы, в наиболее тектонически измененном участке их концентрация полосчатая с наклоном около $20\text{--}25^\circ$, разъединенная параллельно-линейными разрывными нарушениями с поверхностями скольжения. Отмечаются микровкрапления сульфидов золотистого цвета (пирит), которые на фоне известняков единичны.

Пример свидетельствует о важности выбора направления распиловки для оценки и визуализации текстурного характера пород в зоне тектонического меланжа, часть обломков которого представлена органогенными известняками. На разных уровнях породы характеризуются разной степенью хаотичности и упорядоченности. В случае объекта 2 динамофлюидальная упорядоченность проявляется на мегауровне. Известняково-метаморфические меланжи отмечены в нескольких скважинах, расположенных на разных месторождениях (от северо-запада до юго-востока) территории деятельности ПАО «Сургутнефтегаз». Литологическое «чтение» меланжевых зон в объеме колонки керна затруднено, но их правильное изучение увеличивает объем информации о породах ДЮК. Наличие обломков органогенных известняков может указывать на близость известковых массивов или на их полное тектоническое разрушение.

Объект 3. Объект 3 один из недавних объектов изучения (2019 г.) пород ДЮК (глубина 2717–2726 м). Направление распиловки выбрано с учетом окраски, структурно-текстурных особенностей, характера тектонизации и характера нефтенасыщения.

Данный пример (см. рисунок) показывает роль направления распиловки для оценки и визуализации характера текстурности и нефтенасыщения в зоне тектонизации магматических пород. На схематической реконструкции видно, что наклон и направление полос со сплошным нефтенасыщением согласны с направлением текстурной тектонизации.

Литологическое описание керна в зоне нефтенасыщения (1,11–5,69 м). Динамометаморфит апомагматический с дискретным (около 30 %) нефтенасыщением. Порода лейкократовая, кристаллическая, метаморфически измененная, тектонизированная (трещиноватость, дробление, катаклаз, милонитизация), крепко-скальная, с высоким содержанием SiO_2 . Окраска преимущественно серая



Характер залегания, текстурности, элементов сдвига и нефтенасыщения пород объекта 3:
 1, 2 – изображения керна; 3 – микроизображения керна;
 4 – схематическая реконструкция

с неравномерной зеленоватостью. В кровле порода розоватая, аналогичная выше-лежащей (0,00–1,11 м). На участках с нефтенасыщением порода с разнооттеночной буростью. Структура порфировая за счет светлых породных и минеральных вкраплений (до 5 мм, единично до 1 см) на фоне скрытокристаллической массы. Большинство минералов во вкрапленниках составляют полевые шпаты, в подчинении – темноцветы. На участках со сплошным нефтенасыщением порода катаклазирована (катакластическая структура). Порфирокласты в разной степени изменены и замещены метаминеральными компонентами. В интервале 1,11–3,25 м пятнисто-полосчатая (динамофлюидальная), до отметки 2,95 м суб-

вертикально волнистая, ниже субпараллельная, наклонная (около 35°). Полосчатая пятнистость обусловлена разноразмерными и разноформенными пятнами первичной породной массы (более светлая окраска) на фоне новообразованной (более темная окраска). Многие крупные пятна с «языками» отрыва. В новообразованной массе наблюдаются разные типы порфирокластических систем милонитизации, свидетельствующие о деформации сдвига. В интервале 3,25–5,42 м порода со слабовыраженной наклонной полосчатостью, обусловленной прерывистым (кулисным) характером трещиноватости сдвига. Волнистые (сигмовидные) полости приоткрывания трещин залечены минеральным веществом без нефтенасыщения, как правило, более темного оттенка. Рядом или на контакте с порфирокластами трещины их волнисто обтекают, формируя порфирокластическую систему милонитизации. Отмечаются σ и δ типы милонитовых вкраплений. Порода рассечена трещинами и микротрещинами, разного направления, которые условно можно разделить на два типа: формирующие текстурную полосчатость; секущие текстурную полосчатость с разным углом наклона (от субвертикального до субгоризонтального). До отметки 3,15 м (в зоне динамофлюидальной полосчатости) нефтенасыщение пятнистое, со слабой или отсутствующей корреляцией с окраской, определяется по люминесценции в УФО. В интервале 3,15–5,20 м нефтенасыщение преимущественно сплошное и приурочено к диагональным (разломным) зонам. В зонах сплошного нефтенасыщения (до 25 см) порода рассечена и расчленена на блоки разнонаправленными трещинами. В интервале 5,20–5,42 м нефтенасыщение в основном приурочено к субвертикальному разрыву, пятнами к порфирокластам, прерывистыми линиями к текстурным трещинам. Ниже (5,42–5,52 м) нефтенасыщение крупнопятнистое. В зонах мелкой дискретности нефтенасыщение приурочено к вторичным светлым минералообразованиям. Последние наблюдаются по контуру минеральных и породных пятен исходной породной массы; частично или полностью замещают порфиновые вкрапления полевых шпатов. Светлый (более поздний) минеральный субстрат с нефтенасыщением наблюдается вдоль единичных сдвиговых трещин.

Пример показывает роль направления распиловки при изучении и описании пород ДЮК с нефтенасыщением. Фотографирование керн в УФО с разными выдержками и сравнительный анализ фотоизображений и скан-изображений позволили определить приуроченность и характер нефтенасыщения. Сплошное нефтенасыщение связано с диагональными тектоническими зонами, пятнистое – с вторичными светлыми минералообразованиями, в основном на фоне новообразованной породной массы динамометаморфита. Правильно выбранное направление распиловки позволило выявить на спиле элементы сдвига и отнести породы к категории динамометаморфических.

Данные породы ошибочно относят к вулканическим породам. Комплексное изучение пород ДЮК указывает, что участки с нефтенасыщением однозначно приурочены к участкам тектонизации, а следовательно, к тектонитам. Словосочетания

«гранит нефтенасыщенный» или «риолит нефтенасыщенный» некорректны. По данным изучения керн пород ДЮК Западной Сибири только в апомагматических тектонитах выявляется нефтенасыщение. «Сколько их закартировано в стрессовых линейных зонах под названием «песчаники, туфы, диабазы» и с приставкой «мета»! (Б.М. Чиков) И все они требуют заслуженной реабилитации» [6].

Объект 4. Все результаты изучения объекта 4 [7] основаны на изучении спиленной поверхности керн, отобранного из верхней части гранитного массива. В данном случае результаты работ подтверждают правильный выбор направления распиловки с учетом окраски; структурно-текстурных особенностей пород; характера тектонизации, нефтенасыщения, контактов литотипов. В 2018–2019 гг. авторами проведено изучение керн из краевой зоны гранитного массива, где крупные блоки апогранитовых метаморфитов расчленены и «обтекаются» динамосланцами. Правильная распиловка керн позволила выявить в изученных породах будинаж, кливаж, милонаж, нефтенасыщение. Свечение нефтенасыщения (сине-голубой спектр) наблюдается и в метаморфитах (блоках, реликтах, зернах), и в сланцах, характеризуется разной интенсивностью – от явной до проявляющейся при коррекции фотоизображений в УФО. На участках с гранитоидным обликом характер свечения и приуроченность к измененным полевым шпатам аналогичны наблюдаемой в разрезе объекта 4. Апогранитовые сланцы с углеводородным насыщением можно отнести к еще одному источнику сланцевой нефти.

Результаты изучения объектов осадочного чехла

Правильная распиловка керн – залог качественного литологического изучения и описания горных пород, корректного отбора образцов на аналитические исследования, отражение профессионализма и грамотного «прочтения» залегания пород. Рассмотрим примеры выявления новых важных данных, полученных с разных объектов исследований при правильной распиловке.

Результаты изучения керн, отобранного на ряде продуктивных объектов, при правильной распиловке показали, что многие карбонатные «перемычки» имеют локальный характер и не прерывают флюидонасыщение пластов. Противоположность, крутонаклонность, округлость контактов крупных зон, зональный, конкреционный, симметричный, натечный характер рисунка кальцитизации в УФО предполагают их локальный характер. Наличие и подобие мелких округлых зон подтверждают предположение о локальности крупных зон.

На темных глинистых образцах установлена сложная геометрия залегания объектов. Крупные пластические деформации (лежаческладчатые или флексурные изгибы), выявляются только при профильной распиловке текстурного рисунка. Многочисленные субгоризонтальные разрывы со смещениями свидетельствуют о вероятности «стирания» пластических форм деформации в процессе многомиллионного тектонического течения. Мегамасштабный рисунок деформаций глинистых отложений согласуется с текстурным рисунком на изображениях спилов.

Распиловка керна в зонах тектонизации проявляет ромбовидную делимость по основным направлениям разрывных нарушений, одно субпараллельно текстурности, второе – касательное (около 45°), формирующее трещины скалывания. Ромбовидная делимость однозначно установлена только на щечке керна. Полный (не разрушенный) рисунок делимости сохранился у заскотчкованного керна.

Правильная распиловка керна глинистых толщ «проявляет» мелкий и крупный будинаж. У мелкого выявляет разрывы с шейковыми складками, у крупного – зоны генерации нефтенасыщения в зонах тектонического скольжения и деструкции.

Выявлены элементы сдвиговой тектоники, которые дополняют трещиноватость и скольжение в зонах тектонизации темных глинистых отложений. Например, сложный рисунок деформированности призматического слоя раковин моллюсков и рисунок ротационной трещиноватости с нефтенасыщением по контуру будиноидов. В первом примере слойки призматического слоя раковин моллюсков раздроблены, волнисто изогнуты, сложно завернуты в спирали. Во втором – конфигурация будиноида на поверхности спила подобна ϕ типу порфиорокластических включений милонитизации, а на поверхности полноразмерного керна – σ типу. В тонкослоистых толщах установлено смещение псаммитовых инъекций вдоль слоистости, что является неоспоримым доказательством сдвига по напластованию. Опираясь на наличие смещений вдоль слоистости [8], можно предположить, что линзовидность, деформированность и нефтенасыщение в мощных (до 190 м) толщах [9] с тонким строением и нефтенасыщением связаны с тектоническим будинированием. Рисунок тектонического «стирания» первичной текстуры в редких линзах (1–3 м) песчаников таких толщ, подтверждает это предположение. Реликты первичного текстурного рисунка в тектонически раскливажированном песчанике можно увидеть только при распиловке в профиль текстурного рисунка тектонизации породы.

Применение технологии полной состыковки и полной однонаправленной продольной распиловки [10, 11] на ряде объектов дало полные и новые данные о характере трещиноватости аргиллитов верхнеюрских отложений. Правильно выбранное направление распиловки проявило субвертикальную опережающую трещиноватость. Технология дает единообразное представление о характере свечения на фотоизображениях в УФО, позволяет выявлять зоны концентрации микротрещиноватости с черной маслянистой углеводородной пятнистостью, «выпотами» нефти и с «легким» свечением. Иными словами, продуктивные зоны интенсивной тектонизации, рассланцованности или зоны нефтенасыщенных сланцев [12] (ЗНС). Керн из высокопродуктивных ЗНС на поверхность выносится в виде шлама или не выносится. В объеме распиленного и изученного керна выделяются только маломощные зоны нзкой продуктивности. Приуроченность нефтенасыщенных сланцев к участкам тектонизации является еще одним примером приуроченности полезных ископаемых к сдвиговым зонам.

Большая часть примеров работы свидетельствуют о сложности и недоизученности геологического пространства, многие не вписываются в преобладающее понимание геологии и тектоники недр Западно-Сибирского региона. Выявление разных форм (пластической, инъективной, разрывной, кусковой) тектонической деформации пород Западной Сибири на разных стратиграфических объектах и разных уровнях изучения керн неоспоримо свидетельствует о масштабности (территориальной, временной) сдвиговой тектоники. Современная преобладающая горизонтальность сейсмических данных является отражением последнего периода сдвиговой тектоники, в которой горизонтальные смещения преобладали. Периоды тектонической активности неоднократно «стирали» ранее существовавшее и «рисовали» новое. За последние миллионы тектонические процессы «нарисовали» существующий облик, в котором однозначно определяются самые «молодые» вертикальные формы (разрывы, складки).

Список литературы

1. *Корректное* литологическое изучение керн – путь к правильному пониманию геологии и нефтеносности месторождений нефти и газа / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XVI научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО «ИздатНаукаСервис», 2013. – С. 130–142.
2. *Методика* макроизучения трещиноватых пород / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XIII научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2010. – С. 380–387.
3. *Технология* и результаты изучения керн известняков из зоны сдвига / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XIX научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2016. – С. 204–220.
4. *Методика* макроизучения органогенных известняков / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XIII научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2010. – С. 388–394.
5. *Методика* проявления структурно-текстурных особенностей горных пород с неконтрастным или слабовыраженным рисунком / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XV научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2012. – С. 147–155.
6. *Родыгин А.И.* Динамометаморфические породы – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – 153 с.
7. *Граниты.* Тектонизация, УВ-зарождение, нефтенасыщение (по материалам изучения керн на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Материалы XXII научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2019. – С. 178–206.
8. *Деформации* горных пород, которые нужно учитывать при корреляции пластов и моделировании залежей, месторождений / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XVII научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ОАО «Тюменский Дом печати», 2014. – С. 220–233.

9. *Технология* описания керна сложнопостроенных литологически неоднородных отложений / И.Ш. Усманов, Е.Н. Трофимова, А.М. Карлов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 34–36.

10. *О деформациях* горных пород (по материалам изучения керна на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. Материалы XX научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2017. – С. 269–296.

11. *О деформациях* горных пород (по материалам изучения керна на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 8. – С. 10–13.

12. *Зоны двухфазного флюидонасыщения* (по материалам изучения керна на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз») / Е.Н. Трофимова [и др.] // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО – Югры. Материалы XXI научно-практической конференции: в 2 т. Т. 2. – Ханты-Мансийск: ООО Издательский Дом «ИздатНаукаСервис», 2018. – С. 199–210.

Опыт построения и применения интегрированных моделей

М.А. Агупов¹, А.Ф. Рычков², А.В. Ноздренков¹, Н.А. Бутакова², к.х.н.

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»

в г. Волгограде

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Адрес для связи: Mikhail.Agupov@lukoil.com

Ключевые слова: интегрированное моделирование, жизненный цикл интегрированной модели, индикаторные исследования, гидродинамическое моделирование, сглаживающая функция, модель скважины, водогазовое воздействие (ВГВ), материальный баланс, автоматизация

Решение современных задач разработки и добычи требуют комплексного подхода. Это обуславливает активное развитие интегрированного моделирования, позволяющего оценить влияние различных элементов системы добычи друг на друга в течение всего периода эксплуатации. Интегрированный подход, в котором все компоненты объединены в единую расчетную модель пласт – скважина – система сбора – система подготовки, в отличие от классического «дискретного» подхода позволяет оперативно оптимизировать технические решения и оценить потенциал активов.

В статье рассмотрены разработка и применение подходов к совершенствованию интегрированных моделей месторождений в соответствии с их ключевыми особенностями. Обоснована необходимость проведения дополнительных исследований для повышения качества выполнения и адаптации интегрированных моделей, в том числе индикаторных (для анализа эффективности системы поддержания пластового давления, адаптации гидродинамической модели и др.) и реологических (особенно в условиях образования водонефтяной эмульсии).

Дополнительная обработка входных данных с применением сглаживающей функции на основе модели Кори позволяет исключить адаптацию моделей скважин к результатам замеров, которые резко отличаются от трендов исторических параметров работы скважины (чаще всего это связано с нестабильным водопроявлением на устье). Разработан подход к созданию моделей скважин для одновременно-раздельной добычи (ОРД). В программном комплексе отсутствует возможность моделирования технологии ОРД стандартными методами. Данный подход прошел апробацию и принят к дальнейшему использованию. При доработке методики найдено нестандартное решение задачи моделирования водогазового воздействия без использования деспенсера: путем создания дубликата скважины для раздельной закачки воды и газа. Обоснован подход к моделированию водонасыщенных пластов для оценки эффективности системы поддержания пластового давления при построении упрощенных моделей пласта сверхнизкой проницаемости. Автоматизированы операции по созданию и актуализации интегрированных моделей. Разработанные алгоритмы позволяют уменьшить количество ошибок и сократить временные затраты.

Integrated production modeling experience

M.A. Agupov¹, A.F. Rychkov², V.A. Nozdrenkov¹, N.A. Butakova¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

²LUKOIL-Engineering LLC, RF, Moscow

E-mail: Mikhail.Agupov@lukoil.com

Keywords: integrated production modeling, life cycle of integrated model, tracer well testing, dynamic reservoir modeling, smoothing function, well model, water-gas stimulation, material balance, automation

Complex approach is to be implemented to resolve field development and hydrocarbon production challenges. It is the reason for vigorous development of integrated production modeling which enables to evaluate the interaction of oil production system components over the entire period of field life. Integrated model consists of mathematical models of interacted components reservoir – well – gathering facilities – processing system which enables to resolve current operational challenges as well as to assess the asset value.

Improvement of integrated production models in accordance to the crucial challenging factors of each field is the focus of the article. It is demonstrated that the implementation of tracer well testing results (for assessment of reservoir repressuring efficiency and injection well – production well interaction) and rheological study results (for superviscous oil and oil-water emulsion production cases) is crucial for correct history matching of integrated production model. Input data processing with the use of Corey model enables to exclude incorrect values which are out of the trend curve from the history matching process. Well model design approach for multi-level hydrocarbon recovery has been developed as the software provides no standard option for it. This methodological approach has been tested and taken into practical application.

Duplicating well model is a non-routine decision for water-gas stimulation of formation. The approach of modeling aquifers to assess the injection efficiency in the material balance models of reservoir characterization of low permeable formations has been justified. All modeling and history matching operations have been automated. Developed algorithms have been put into practice in order to reduce error rate and time expenditures.

Решение современных задач разработки и добычи требуют комплексного подхода. Это обуславливает активное развитие интегрированного моделирования, позволяющего оценить влияние различных элементов системы добычи друг на друга в течение всего периода эксплуатации. Интегрированный подход, в котором все компоненты объединены в единую расчетную модель пласт – скважин – система сбора – система подготовки, в отличие от классического «дискретного» подхода позволяет оперативно оптимизировать технические решения и оценивать потенциал активов.

Успешный опыт выполнения пилотных проектов в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» по созданию интегрированных моделей [1], с одной стороны, позволил сформировать общую схему жизненного цикла интегрированной модели месторождения для дальнейшей работы и универсальный подход, реализуемый на любом активе. С другой стороны, при создании каждой интегрированной модели выявлены уникальные особенности, для отражения ко-

торых в системе порой требовались нестандартные решения за рамками рутинной работы программного обеспечения (интегрированные модели создавались средствами IPM Petroleum Experts).

Самым трудоемким этапом является адаптация модели к фактическим условиям эксплуатации месторождения. Соответствия удалось достичь на разных уровнях: в моделях пласта, скважины, флюида. В данной статье рассмотрены основные сложности и пути их решения при настройке интегрированных моделей, основанные на ключевых специфических особенностях разрабатываемых объектов.

При построении интегрированной модели для анализа эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды рассчитанные прогнозные показатели не соответствовали фактической накопленной добыче жидкости и нефти. При изменении режимов работы некоторых нагнетательных скважин изменялись обводненность и давления в добывающих скважинах на расстояниях, существенно превышавших расчетную зону дренирования скважин. Вычислить коэффициенты влияния каждой нагнетательной скважины на каждую добывающую не представлялось возможным, поэтому потребовалось проведение дополнительных индикаторных (трассерных) исследований (рис. 1).

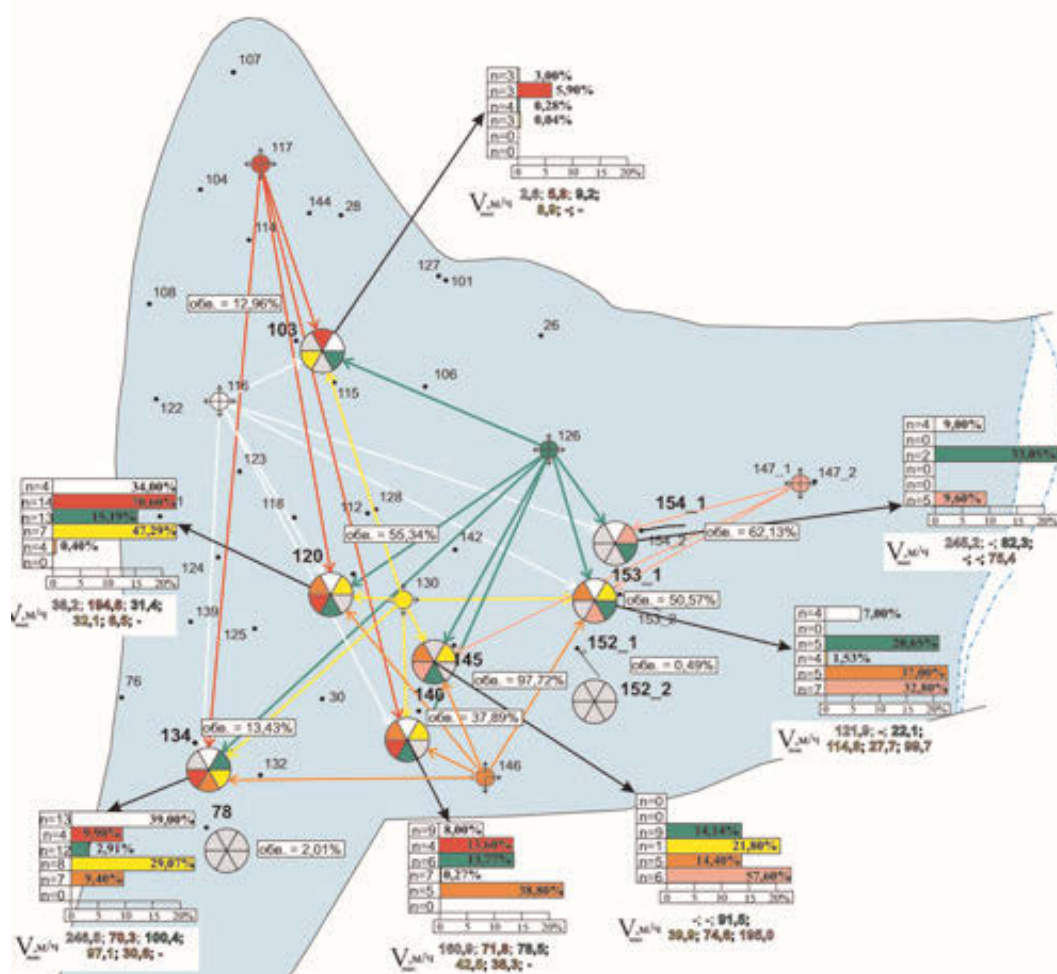


Рис. 1. Интерпретация результатов индикаторных исследований

По результатам исследований была выполнена повторная адаптация гидродинамической модели, что позволило обеспечить соответствие накопленных показателей требованиям регламента.

На ряде месторождений отмечаются низкие фактические депрессии (соизмеримые с погрешностью расчетов) [2]. Для снижения влияния колебаний замеров обводненности на качество расчетов применен вспомогательный инструмент – сглаживающая функция на основе модели Кори (Corey). В функционале ИРМ РЕТЕХ модель Кори используется для создания связи между обводненностью скважины и средней водонасыщенностью залежи в модели материального баланса. Разработан макрос, с помощью которого выполнялось сглаживание колебаний суточных замеров и скважина настраивалась не на все суточные замеры, а на значения сглаживающей функции (рис. 2). Такое нестандартное применение функции Кори позволило настраивать модели только на корректные значения обводненности.

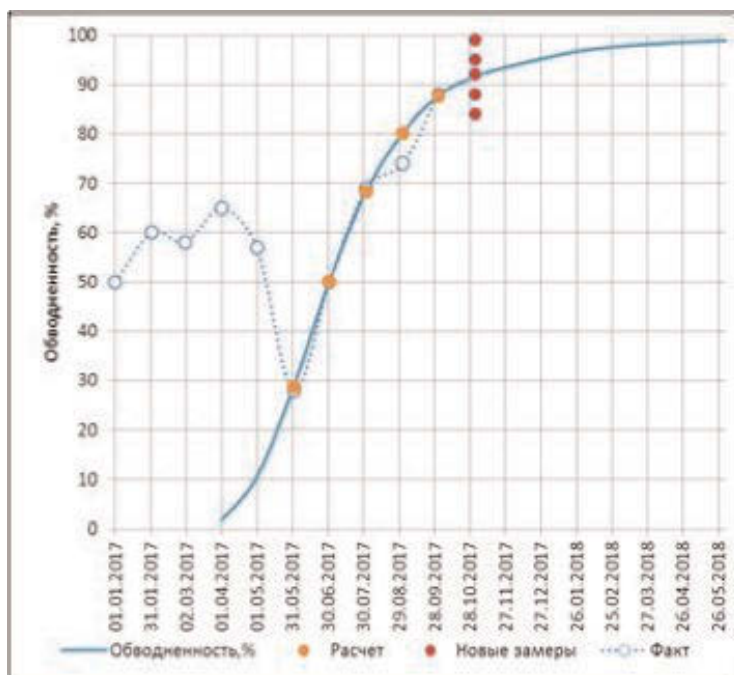


Рис. 2. Расчет обводненности с учетом фактических и новых замеров

Рассмотрим объект, эксплуатация которого осложнялась сверхвысокой вязкостью нефти (402,8 мПахс). Особое внимание необходимо было уделить системе транспорта. При адаптации моделей скважин в случае применения широко распространенной ньютоновской модели флюида пришлось бы устанавливать высокий коэффициент износа (до 0,7 при ограничении 0,2) при описании деградации напорной характеристики насоса, что не имеет физического смысла.

Для описания свойств добываемой водонефтяной эмульсии потребовались дополнительные реологические исследования (рис. 3). После новой настройки моделей скважин с использованием неньютоновской модели флюида коэффициенты износа приняли корректные значения.

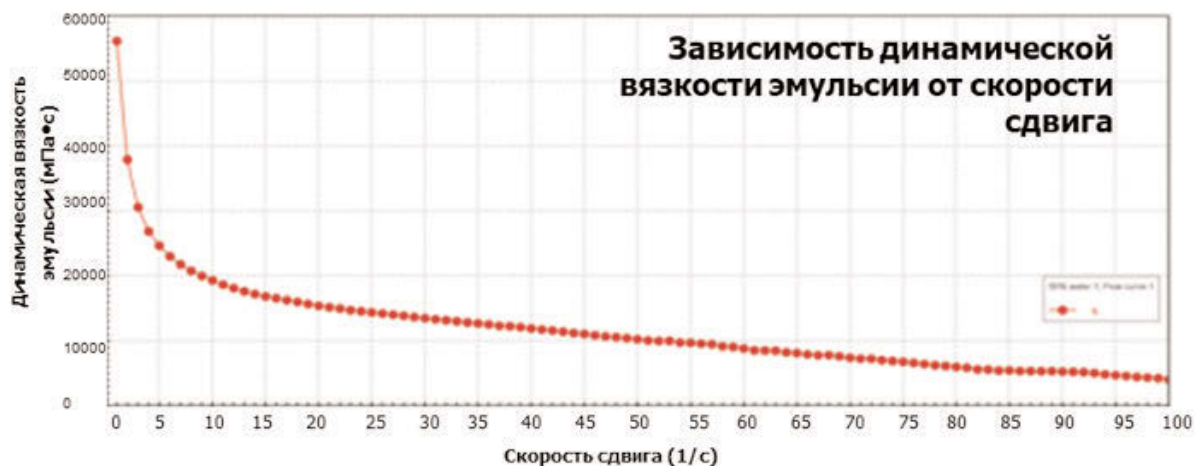


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости эмульсии от скорости сдвига

В частности, в скв. 3 при применении модели ньютоновской жидкости, коэффициент износа составил 0,52, а при использовании модели неньютоновской жидкости – 0,14 (рис. 4).

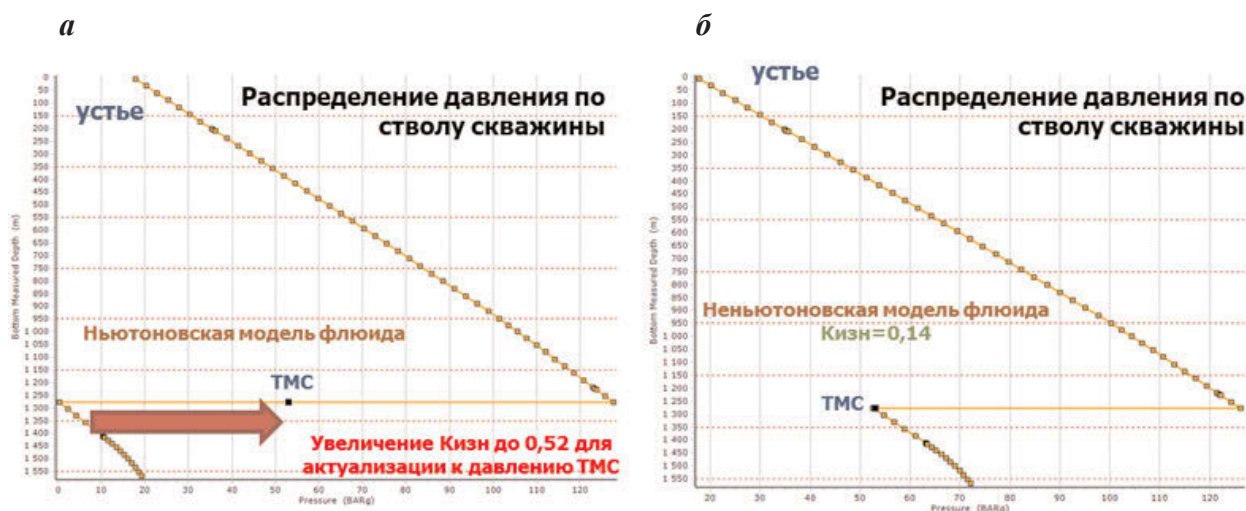


Рис. 4. Распределение давления по стволу скважины при использовании модели ньютоновской (а) и неньютоновской жидкости (б)

Нестандартный подход к созданию моделей скважин потребовался для проекта, в котором два месторождения объединены единой системой сбора. На одном месторождении применяется технология одновременно-раздельной добычи (ОРД), а на втором – водогазовое воздействие (ВГВ). Модуль для создания моделей скважин (Prosper) не позволял реализовать модель скважин при применении технологии ОРД. Поэтому был опробован метод создания двух моделей притоков и модели с электроцентробежным насосом. Три модели были соединены в программе создания сети сбора GAP (рис. 5). Для моделирования процесса ВГВ без использования деспенсера применен метод создания дублирующей скважины в тех же координатах. В первой скважине моделируется закачка газа, во второй – воды.

Большое количество однотипных операций, которые необходимо выполнять при создании и актуализации интегрированных моделей обусловило необходимость автоматизации [4]. В реализации каждой интегрированной модели применены макросы практически на всех этапах работы. Автоматизация позволяет сократить время на выполнение операций, избежать ошибок, связанных с человеческим фактором. Разработанные алгоритмы дали возможность автоматически создавать отчеты для НГДО, модели скважин и материального баланса, вносить исходные данные.

Выводы

1. Выработаны и применены подходы к совершенствованию интегрированных моделей месторождений в соответствии с их ключевыми особенностями.

2. Автоматизированы операции по созданию и актуализации интегрированных моделей. Разработанные алгоритмы позволяют уменьшить количество ошибок и сократить временные затраты.

3. С помощью предложенных подходов созданы интегрированные модели различных месторождений. Это уже дает возможность успешно применять их для повышения эффективности разработки месторождений углеводородов.

4. Концепция интегрированного моделирования имеет большой потенциал для дальнейшего совершенствования и развития, в том числе и как часть процесса цифровизации.

Список литературы

1. Яночкин С.В. Рычков А.Ф. Интегрированное моделирование. Опыт реализации пилотных проектов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 12. – С. 29–30.

2. Рычков А.Ф., Кадыков И.А. Построение интегрированных моделей месторождений с высокопродуктивными скважинами, в условиях малых значений депрессий на пласт на примере Памятно-Сасовского месторождения // Сб. статей VII Конференции молодых ученых и специалистов Головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», 2018. – М., 2018 – С. 664–673.

3. Особенности создания и адаптация модели материального баланса пласта АСЗ месторождения А / М.А. Агупов, А.Ф. Рычков, Е.Н. Рязанова, Е.А. Черницына // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 10 – С. 24–29.

4. Агупов М.А., Рычков А.Ф. Автоматизация типовых процессов при работе с интегрированными моделями // Сб. статей IX Конференции ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов – М., 2019.

Опыт интегрированного подхода при геологическом моделировании нефтяных месторождений

К.В. Андреев¹, Д.В. Крашаков¹, В.Д. Шмаков¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Адрес для связи: Dmitry.Krashakov@lukoil.com

Ключевые слова: геологическая модель месторождения, интегрированный подход, эксплуатационное бурение, промыслово-геофизические исследования, геологические риски

Качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надежность и адекватность прогнозных расчетов показателей разработки, а вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки системы разработки, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию. В рамках геологического мониторинга была поставлена задача повышения эффективности разведочного и эксплуатационного бурения. Основными направлениями работы являлись интерпретация материалов геофизических исследований новых скважин на основе существующих петрофизических моделей; построение или актуализация цифровых трехмерных геологических моделей залежей; уточнение представлений о геологическом строении объектов по результатам бурения новых скважин, сейсмических и других исследований; оценка геологических рисков.

В статье в рамках интегрированного подхода на основе данных разведочного и эксплуатационного бурения и сейсморазведочных работ представлены результаты мониторинга геологических моделей месторождений. На примере месторождений Самарской и Волгоградской областей, а также Республики Татарстан показана эффективность предложенного подхода, который позволяет оперативно принимать решения о корректировке разведочного и эксплуатационного бурения, учитывать и оценивать геологические риски и неопределенность строения геологических объектов, а также повышать охват месторождений актуальными геологическими моделями.

Integrated approach experience in oilfield geological modeling

K.V. Andreev¹, D.V. Krashakov¹, V.D. Shmakov¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

E-mail: Dmitry.Krashakov@lukoil.com

Keywords: oilfield geological model, integrated approach, operating drilling, production logging test, geological risks

Qualitative and detailed geological model allows to increase reliability and accuracy of development indicators calculations, and at the same time to determine fully and reliably the shortcomings of the development system, to make reasonable decisions on its improvement. The following goal has been set as part of geological monitoring: to improve the exploration and operating drilling efficiency. The main objectives of the study were interpretation of new wells logging data based on existing petrophysical models; building or updating digital three-dimensional geological models of deposits; clarifying the conception of objects geological structure according to the results of new wells drilling, seismic and other studies; geological risk assessment.

In this study, as a part of an integrated approach, on the basis of exploration and production drilling, as well as seismic exploration data, geological model monitoring of mineral resources user fields is presented. By the example of deposits, located in Samara and Volgograd regions, as well as in the Republic of Tatarstan, it is shown the effectiveness of this approach, which allows you to make prompt decisions on adjusting exploration and operating drilling, to take into account and assess geological risks and the uncertainty of geological objects structure, as well as to increase the coverage of relevant geological models of deposits for user of mineral resources.

Построение геологической модели выполняется в целях изучения и уточнения геологического строения месторождения, более детального анализа и оценки текущего состояния разработки. Качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надежность расчетов прогнозных показателей разработки, и вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки системы разработки, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию. Результаты мониторинга геологических моделей месторождений одновременно с бурением новых скважин, проведением геолого-технических мероприятий на существующем эксплуатационном фонде показывает, что процесс построения и сопровождения геологической модели должен осуществляться на всех этапах эксплуатации месторождения.

В данной статье рассмотрены реализация интегрированного подхода при геологическом моделировании и использование геологических моделей в качестве инструмента повышения эффективности принятия оперативных решений, учета геологических рисков и обеспечения проектантов актуальной геологической основой.

Целью работы являлось повышение эффективности разведочного и эксплуатационного бурения. Основные задачи заключались в интерпретации материалов

геофизических исследований новых скважин на основе существующих петрофизических моделей; построении или актуализации цифровых трехмерных геологических моделей залежей; уточнении представлений о геологическом строении объектов по результатам бурения новых скважин, сейсмических и других исследований; оценке геологических рисков.

В рамках интегрированного подхода по результатам эксплуатационного бурения и сейсморазведочных работ проведен мониторинг почти 200 визуализаций геологических моделей месторождений компании «ЛУКОЙЛ». Укрупненная принципиальная схема реализации одной из итераций процесса приведена на рис. 1.

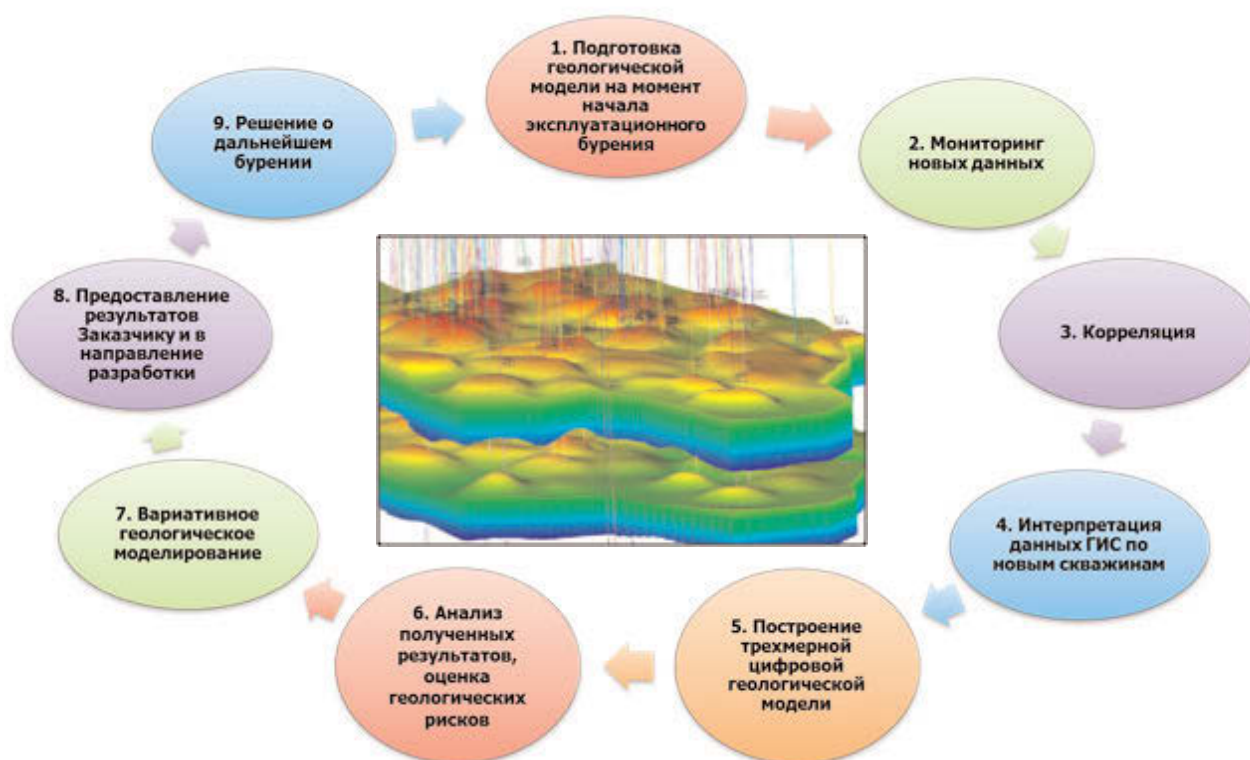


Рис 1. Принципиальная схема реализации одной из итераций процесса мониторинга

За каждым месторождением закреплен ответственный исполнитель, в обязанности которого входят систематический мониторинг получения новых геолого-геофизических данных, выполнение корреляции и передача информации для интерпретации материалов геофизических исследований скважин на утвержденной петрофизической основе. После этого ответственный исполнитель вносит все данные в базу моделирования, что позволяет согласовать и проанализировать весь массив новой информации, выполнить необходимые корректировки и оценить геологические риски. На следующем этапе геологическая модель передается заказчику и специалистам по разработке для построения гидродинамической модели и принятия оперативных технологических решений.

Для мониторинга трехмерных цифровых геологических моделей использован программный пакет IRAP RMS ROXAR. Комплекс работ, охватывающий весь методико-технологический цикл построения геологических моделей, реализован в соответствии с действующим регламентом РД 153-39.0-047-00 и «Методическими указаниями по построению постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газовых месторождений» («Часть 1. Геологические модели»).

Геологическая модель создается для оценки запасов и геологического строения месторождений в рамках промышленных и оперативных подсчетов запасов, проектных документов и геологического мониторинга, который необходим для целей геолого-разведочных работ и эксплуатационного бурения.

В рамках интегрированного подхода сформированы рабочие команды в составе сейсмика, геофизика, геолога, моделиста и разработчика (рис. 2).



Рис. 2. Схема работы команды специалистов в рамках реализации интегрированного подхода

Корректировка эксплуатационного бурения

Наиболее интересными примерами использования результатов мониторинга для корректировки эксплуатационного бурения являются два месторождения, расположенные в Самарской и Волгоградской областях.

1. Месторождение в Самарской области

На месторождении установлена промышленная нефтеносность карбонатных пластов фаменского и турнейского ярусов. Запасы подсчитаны в 2014 г. по одной поисковой скв. 3. Дальнейшие планы бурения предполагали размещение на ме-

сторождении восьми новых скважин на залежь фаменского яруса с переводом части из них после отработки на залежь турнейского яруса.

В процессе бурения скв. 4 подтвердила проектную кровлю и эффективную нефтенасыщенную толщину залежи в фаменском ярусе. При бурении в турнейских отложениях скв. 4 вскрыла кровлю продуктивного пласта на 20 м выше проектной отметки, а эффективная нефтенасыщенная толщина оказалась больше проектной на 5 м.

Скв. 5, пробуренная западнее поисковой скв. 3, «провалилась» на 85 м, оказавшись фактически на краю продуктивной части залежи. При этом турнейская кровля подтвердилась, но эффективные нефтенасыщенные толщины, вскрытые скважиной, были меньше проектных на 7 м.

В рамках интегрированного подхода потребовались создание принципиально новой геологической модели, пересмотр сейсмической основы, уточнение границ распространения фаменской карбонатной постройки, и корректировка планов бурения скв. 10. Бурение скв. 10 с учетом сделанных корректировок подтвердило смоделированные геологические условия залегания объектов (рис. 3).

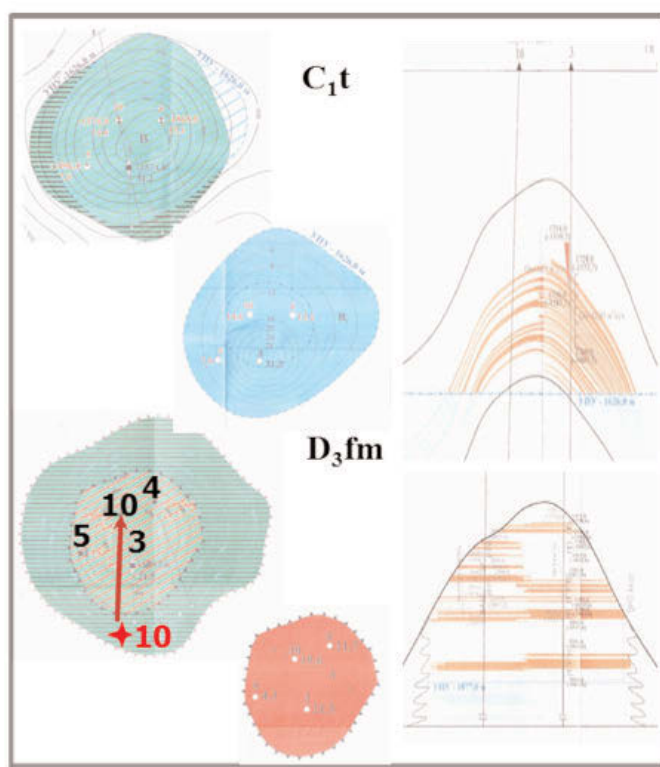


Рис. 3. Корректировка планов и результаты бурения скв. 10

Принципиально новая модель, отражающая геологические особенности строения рифа и выполаживание структуры вверх по разрезу, успешно защищена в Государственной комиссии по запасам. В результате принято решение об отказе от бурения запланированных эксплуатационных скважин.

2. Месторождение в Волгоградской области

В 2013 г. в сводовой части антиклинального поднятия пробурена первая поисковая скв. 5. Промышленная нефтеносность установлена в рифогенных отложениях ардатовского горизонта (D_2ar) живетского яруса и открыто месторождение. В 2014 г. выполнен подсчет запасов. В соответствии с принятым проектным документом на месторождении запланировано размещение семи новых скважин (рис. 4). В результате бурения в 2015-2017 гг. скв. 3, 7 и 9 существенно изменилось представление о геологическом строении рифа. Его площадь и запасы сократились более чем в 2 раза. С учетом построенной новой геологической модели было принято решение об отказе от бурения скв. 1, 2, 4, 10 (рис. 5).

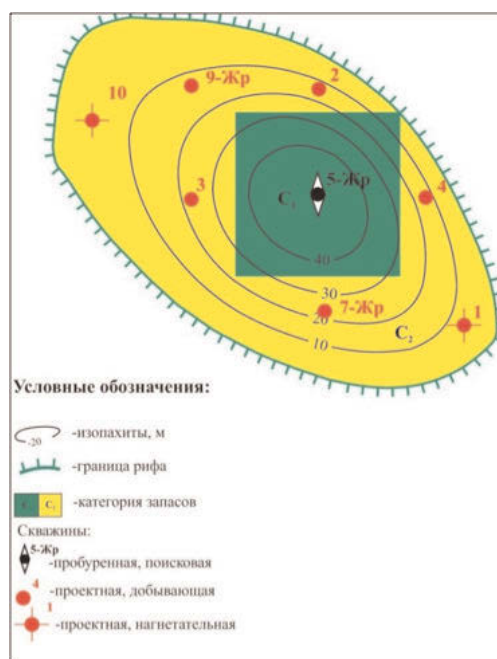


Рис. 4. Схема размещения проектных скважин на месторождении (2014 г.)

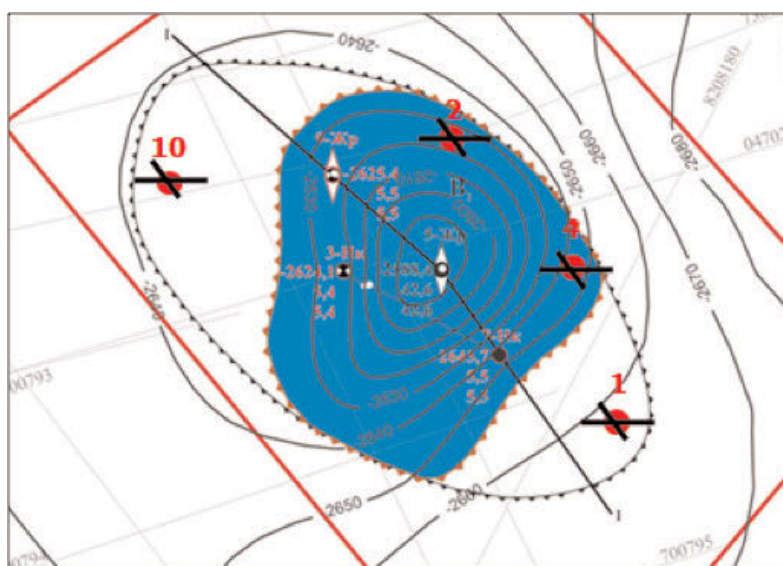


Рис. 5. Корректировка планов и результаты бурения скв. 3, 7, 9

Оценка геологических рисков

Геологическое моделирование позволяет оценивать и учитывать геологические риски. Рассмотрим пример двух месторождений, расположенных в Республике Татарстан.

Первое месторождение состоит из трех поднятий, одно из которых находится в эксплуатации. Последнее расположено в водоохранной зоне Нижнекамского водохранилища, жилой зоне Набережных Челнов и зоне национального парка «Нижняя Кама». В связи с ограничениями по размещению скважин выполнен учет результатов корреляционного магнитотеллурического зондирования (КМТЗ) и гелиевой съемки с целью минимизации возможных геологических рисков и выбора оптимальных точек входа в пласт. С учетом результатов дополнительных исследований далее принимались решения о целесообразности дальнейших работ на рассматриваемом поднятии.

Второе месторождение открыто в середине 50-х годов XX века, в 1986 г. законсервировано в связи с затоплением его территории Нижнекамским водохранилищем. В 2007 г. после расконсервации первоочередных скважин началась доразработка месторождения. В настоящее время эксплуатация ведется с искусственных островов. По данным переинтерпретации данных сейсморазведочных работ в северо-западном направлении от месторождения выделена перспективная структура, которая морфологически более выражена, чем месторождение. С учетом экологических аспектов (водоохранная зона) и высокой стоимости возможного бурения скважин (длина скважины – около 6 км) выполнена оценка геологических рисков для выбора оптимального варианта вскрытия продуктивного пласта. В первом варианте использована переинтерпретированная структурная сейсмическая основа, во втором – учтена геологическая неопределенность существования северо-западного структурного носа. Третий вариант учитывал геологическую неопределенность сейсмических структурных построений в северо-западном направлении от разбуренной части согласно паспорту качества (рис. 6). Выполненные работы по оценке геологических рисков использовались при подготовке и обосновании программы геолого-разведочных работ.

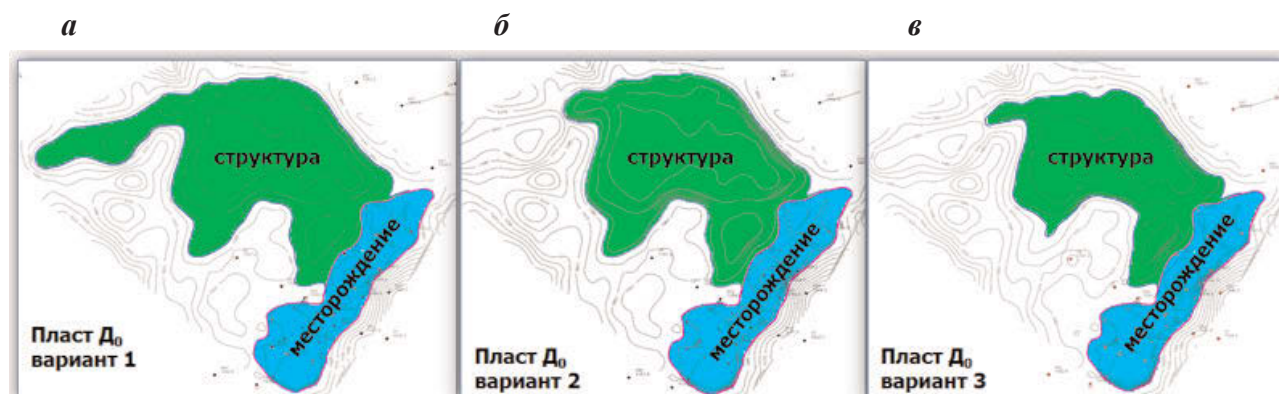


Рис. 6. Варианты 1 (а), 2 (б) и 3 (в), рассмотренные при оценке геологических рисков на перспективной структуре

Выводы

1. Современные программные комплексы для геологического моделирования позволяют решать широкий спектр практических задач, учитывать и обобщать полный набор разнородной исходной геолого-геофизической и промысловой информации.

2. Реализация интегрированного подхода позволяет оперативно принимать решения о корректировке разведочного и эксплуатационного бурения, учитывать и оценивать геологические риски и неопределенность строения геологических объектов, а также повышать охват месторождений актуальными геологическими моделями.

Геохимические технологии в практике ТЭК

**А.В. Ермоловский¹, А.Я. Куклинский¹, к.х.н., Е.В. Зубарева¹, к.х.н.,
М.А. Невестенко¹, Е.В. Гурба¹, к.х.н., Ю.С. Тарасова¹**

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»,
г. Волгоград

Адрес для связи: Alexey.Ermolovsky@lukoil.com

Ключевые слова: геохимические технологии, резервуарная геохимия, методы органической геохимии, геохимия нефти и органического вещества

В настоящее время решение задач резервуарной геохимии невозможно без проведения комплексных геохимических исследований. Так, детальное изучение керна, поверхностных нефти и газоконденсата позволяет оценить перспективы нефтегазоносности отложений, уточнить модель месторождения, установить флюидосообщаемость продуктивных зон, тип флюида, насыщающего породу, и др. Для решения этих задач используются битуминологический, пиролитический и молекулярный методы анализа керна, позволяющие определять тип органического вещества и генерационный потенциал пород. Исследования нефти и газоконденсата включают физико-химический, молекулярный и структурно-групповой в области ИК-спектра анализ. Использование хроматографии и хромато-масс-спектрометрии при проведении молекулярных исследований позволяет получить важную информацию об индивидуальном составе бензиновых фракций, n-парафиновых, изопреноидных, ароматических углеводородов и полициклических биомаркеров («отпечатков пальцев») нефти. Метод ИК-спектроскопии помогает определять тип и степень окисления нефтей.

В статье приведен пример практического применения геохимических исследований керна и углеводородных флюидов при геолого-разведочных работах.

Geochemical technologies in the practice of Fuel and Energy Complex

A.V. Ermolovsky¹, A.Ya. Kuklinsky¹, E.V. Zubareva¹, M.A. Nevestenko¹, E.V. Gurba¹,
S.Yu. Tarasova¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd, RF, Volgograd

E-mail: Alexey.Ermolovsky@lukoil.com

Keywords: geochemical technologies, reservoir geochemistry, methods of organic geochemistry, geochemistry of oil and organic matter

Nowadays complex geochemical studies play a significant part in solving reservoir geochemistry issues. Detailed study of core, crude oil and gas condensate make it possible to assess oil-and-gas prospects of deposits, refine the field model, define reservoir connectivity in producing zone and type of saturating fluid, etc. To solve the problems mentioned above, bituminological, pyrolytic and molecular analyses of core samples are used. This approach helps to determine the type of organic matter and rock generative potential. Oil and gas condensate studies include physic-chemical, molecular and IR-spectral analyses. Chromatographic and mass-spectrometric methods are used for molecular studies for obtaining the important information about individual composition of gasoline fraction, n-paraffins, isoprenoids, benzene hydrocarbons and polycyclic biomarkers ("fingerprints") of oil. IR-spectroscopy allows to determine oil type and oxidation rate.

In this article the example of practical use of core and hydrocarbon fluids geochemical studies during geological exploration works.

На протяжении 40 лет в «ВолгоградНИПИморнефти» (в настоящее время – филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг») разрабатываются и эффективно применяются в практике поисково-разведочных работ и разработки месторождений геохимические методы. Помимо исследований поверхностных нефти, газоконденсата, экстрактов из керна и шлама с целью оценки перспектив нефтегазоносности отложений в институте широко развиты методы резервуарной геохимии, базирующиеся на анализе индивидуального состава бензиновых фракций, n-парафиновых, изопреноидных, ароматических углеводородов и полициклических биомаркеров. Подобный комплекс исследований позволяет получить дополнительную информацию, необходимую для решения актуальных вопросов, возникающих в процессе проведения геолого-геофизических работ, таких как:

- уточнение модели месторождения;
- установление «вертикальной» флюидодинамической сообщаемости в продуктивном резервуаре;
- оценка латеральной сообщаемости или гетерогенности однотипных литолого-стратиграфических нефтяных залежей;
- прогноз фазового состояния углеводородов;
- определение относительной нефтенасыщенности залежей в разрезе скважины;
- геохимическая корреляция нефтепроявлений в процессе бурения, продуктов ИПТ, ГДК, МДТ и т.п. с экстрактами из керна;

- определение уровня водонефтяного и газонефтяного контактов;
- оценка вклада в добываемую продукцию каждого из двух совместно эксплуатируемых пластов, содержащих разные по молекулярному составу нефти и др. (рис. 1).

Выполнение геохимических исследований в институте проводится с использованием как стандартного, так и прецизионного оборудования, включающего газожидкостной хроматограф HP 6890, хроматомасс-спектрометры HP 6890/59730 и TRACE 1310/ISQ, капиллярные газовые хроматографы TRACE GC Ultra и TRACE 1310, пиролизатор пород Rock-Eval 6 и Фурье–спектрометр инфракрасный ИнфалЮМ ФТ-08.

Использование хроматографии и хроматомасс-спектрометрии дает информацию о важнейших компонентах нефти и органического вещества – «отпечатки пальцев» нефти (биомаркеры) [1]. Пиролитические исследования методом Rock-Eval позволяют проводить детальный анализ органического вещества керна и определять генерационный потенциал пород [2]. С помощью ИК-спектроскопии проводится типизация нефтей, определяется степень их окисления.

Важно подчеркнуть, что проведение указанных работ осуществляется в комплексе с применением геолого-геофизических методов и современных IT решений (ChemStation LeoChem, MSD ChemStation, Chrom Card, RockSix, XCalibur, Хроматэк Аналитик с библиотекой масс-спектров NIST 17).

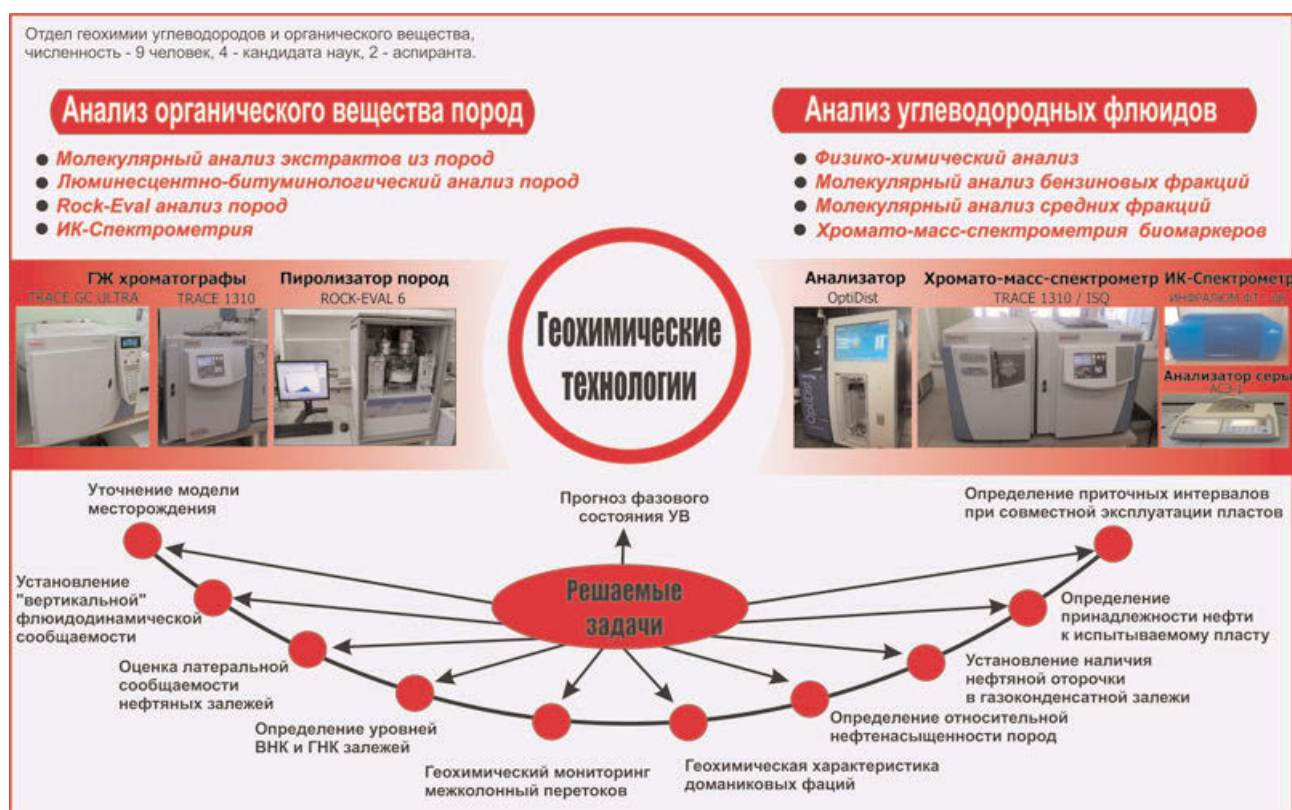


Рис. 1. Геохимические технологии: задачи, методы, анализ

Рассмотрим пример практического использования обобщающих геохимических исследований керн и углеводородных флюидов с целью оценки возможности межпластовой миграции углеводородных флюидов и флюидоупорных свойств глинистых покрышек. Отметим, что дополнительно для данного случая требовалось отпределить возможность миграции сероводорода из нижележащего пласта, прорыв которого следует учитывать при разработке месторождения.

В первую очередь проведены люминесцентно-битуминологический анализ керн и анализ методом Rock-Eval, которые показали, что между скоплениями газоконденсата II и I пластов имеются четыре покрышки, различающиеся по литолого-фациальному составу. Первая покрышка находится в верхней части II пласта, вторая – в нижней части пород-покрышек между II и I пластами, третья – в верхней части пород-покрышек между II и I пластами, четвертая – в нижней части I пласта (рис. 2). Первая и вторая покрышки в основном представлены карбонатами, в третьей и четвертой существенную роль играют глинистые минералы. Породы всех четырех покрышек характеризуются незначительным содержанием органического вещества и бедным генерационным потенциалом [3]. Эти свойства значительно усугубляются для первой и второй покрышек, особенно для второй, практически не содержащей органического вещества. Тем не менее, покрышки различаются по характеру содержащегося в них органического вещества, о чем свидетельствует молекулярный анализ экстрактов как в области парафиновых углеводородов, так и полициклических биомаркеров.

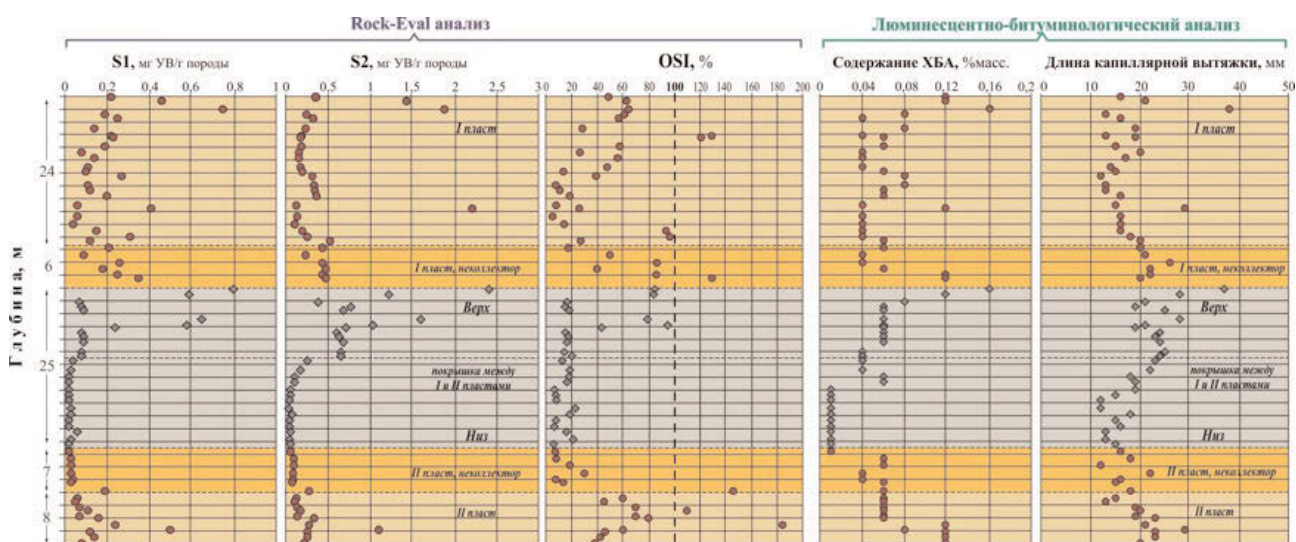


Рис. 2. Результаты анализа керн методом Rock-Eval
и люминесцентно-битуминологический анализа

Вместе с тем, при оценке углеводородонасыщенных пластов-коллекторов и разделяющих их покрышек важную роль играет геохимическая информация о молекулярном составе бензиновых фракций, парафиновых углеводородов среднекипящих и полициклических биомаркеров высококипящих фракций угле-

водородных флюидов. Поэтому следующим шагом стало детальное изучение конденсата, полученного при селективных испытаниях каждого из пластов. Всего при выполнении работы исследовано 12 проб конденсата I пласта и 12 проб конденсата II пласта.

Примеры полученных хроматограмм и масс-фрагментограмм бензиновых, среднекипящих и высококипящих фракций конденсата I и II пластов приведены на рис. 3. Сравнение соотношений содержания индивидуальных углеводородов показано на рис. 4 [4]. Аналогичные результаты получены для всех скважин месторождения.

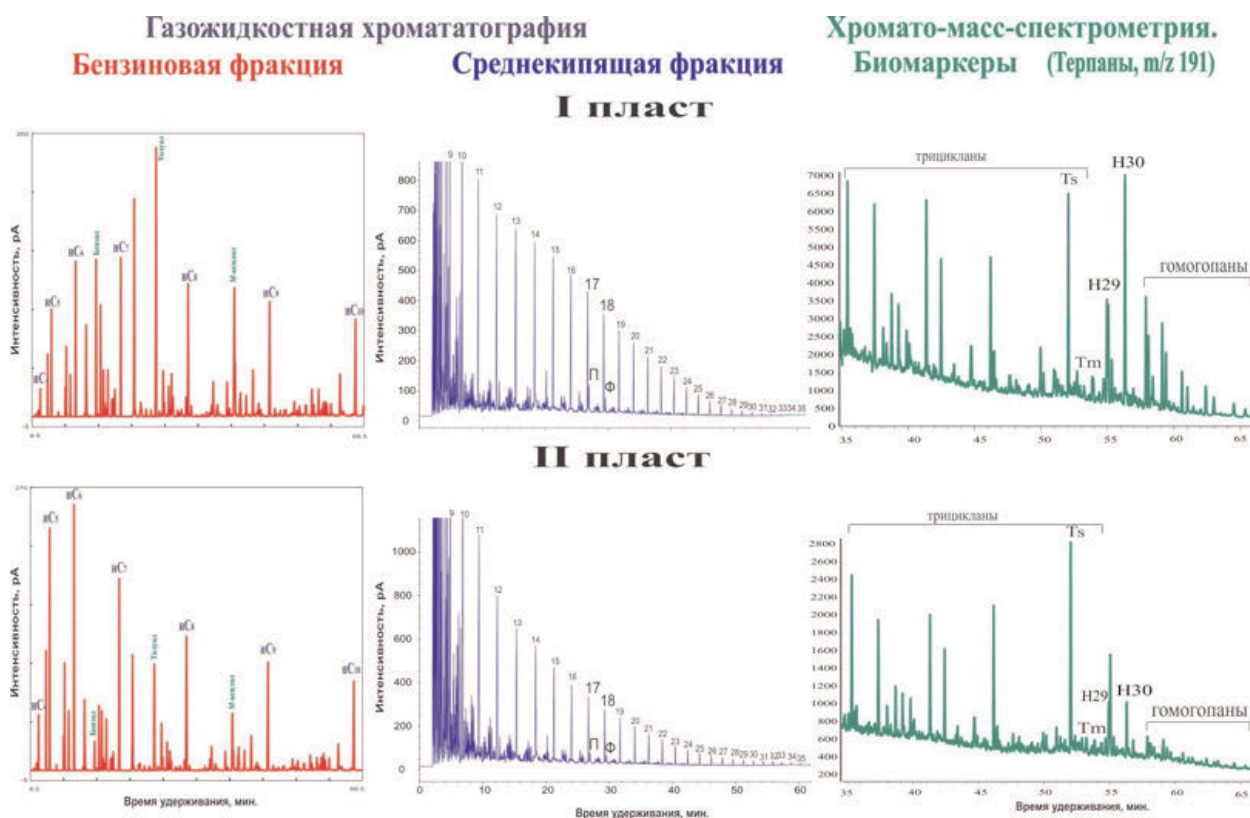


Рис. 3. Геохимический молекулярный анализ конденсата пластов I и II

Приведенные геохимические данные (см. рис. 3, 4) свидетельствуют о резком различии молекулярного состава газоконденсата, что доказывает отсутствие флюидодинамической связи между пластами I и II.

Таким образом, комплексные геохимические исследования углеводородных флюидов и органического вещества пород показали, что рассмотренные покрывки являются преградой для миграции углеводородов и соответственно сероводорода из пласта II в пласт I. Более того, третья и четвертая покрывки, вследствие наличия глинистых минералов, являются дополнительным геохимическим барьером, связывающим сероводород.

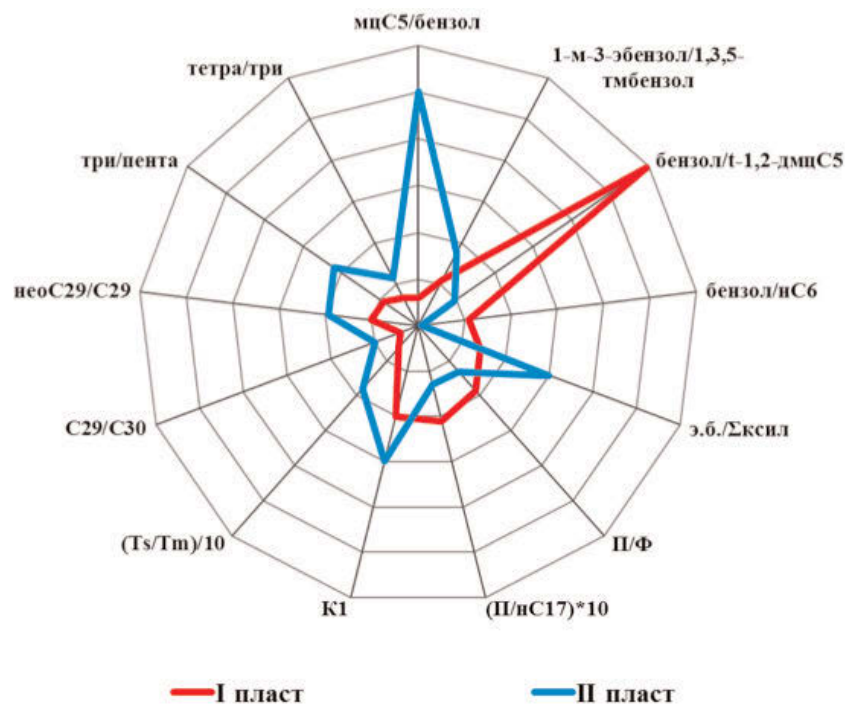


Рис. 4. Сравнение состава конденсата пластов I и II

Список литературы

1. Дахнова М.В. Применение геохимических методов исследований при поисках, разведке и разработке месторождений углеводородов // Геология нефти и газа. – 2007. – № 2. – С. 81–89.
2. Peters K.E., Flower M.G. Application of petroleum geochemistry to exploration and reservoir management // Organic Geochemistry. – 2002. – V. 33. – P. 5–36.
3. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. V. 1: Biomarkers and isotopes in the environment and human history. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – 488 p.
4. Halpern H.I. Development and applications of light-hydrocarbon-based star-diagrams // AAPG Bulletin. – 1995. – V. 79. – No. 6. – P. 801–815.

Опыт применения технологий геоинформационных систем при планировании геолого-разведочных работ

Р.Р. Иمامов¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Ключевые слова: геоинформационная система (ГИС), геолого-разведочные работы (ГРР), планирование ГРР, геолого-геофизическая информация, базы данных, проекты ГИС, интеграция информации

Стратегической целью деятельности Филиала «ВолгоградНИПИморнефть» по направлению «Геологоразведка» является восполнение минеральной сырьевой базы компании «ЛУКОЙЛ» на территории ее деятельности в Южном Федеральном округе Российской Федерации для компенсации уровней добычи углеводородного сырья.

Успешному достижению стратегической цели способствует выполнение следующих условий (рис. 1):

- системность ведения геолого-разведочных работ (ГРР);
- активное применение современных специализированных программных продуктов;
- принятие решений при планировании ГРР, основанных на комплексе геолого-геофизической информации.



Рис. 1. Схема стадийной организации работ по научному сопровождению ГРР

В Филиале в настоящее время значительный фонд геолого-геофизической информации представлен в бумажном виде. Использование этой информации при сопровождении ГРП затруднительно технически из-за разной форматности, масштабности и различной локации носителей, необходимости временных затрат для ее приведения в соответствующий вид. В связи с этим в 2017 г. Управлением прогнозирования нефтегазоносности и проектирования ГРП Филиала принято решение о начале внедрения технологий геоинформационных систем (ГИС) в процессы планирования ГРП.

Геоинформационные системы (ГИС) – одно из направлений информационных технологий, ориентированное на работу с пространственно-привязанной информацией. При этом есть существенные отличия ГИС от систем компьютерной картографии: ГИС – это прежде всего средство хранения и визуализации самой разной информации, а также анализа данных, основанного на пространственном распределении объектов и процессов.

Область применения ГИС многогранна. В связи с этим определены следующие первоочередные направления внедрения ГИС в рабочий процесс:

- создание баз геолого-геофизических данных (карт, схем, фонда скважин, лицензионных участков и др.) в электронном виде с единой координатной привязкой;
- пилотная разработка первичных рабочих проектов ГИС, сопровождающих геолого-разведочный процесс на территории Волгоградской области, с их последующей корректировкой и отладкой;
- тиражирование пилотного проекта на другие регионы деятельности.

Отметим, что успешность внедрения ГИС и ее дальнейшего функционирования зависит от детальности проработки этапов, их последовательности и логичности. Поэтому была определена следующая стадийность внедрения ГИС.

1. Создание инфраструктуры ГИС (приобретение компьютеров с возможностями графических станций, обучение сотрудников основам картографии и геодезии, навыкам работы в программах ArcView, ArcGIS и др.).

2. Разработка форм специализированных баз данных в среде ПО ArcGIS и их наполнение геолого-геофизической информацией.

3. Сканирование исторического фонда геологической информации (карт, схем и др.), привязка растров в единой системе координат, оцифровка и экспорт информации в среду ArcGIS.

4. Интеграция баз данных и геологических карт, схем.

5. Построение и последующее сопровождение различной картографической информации: карт фонда месторождений и перспективных структур, региональных карт, схем и др.

В дальнейшем возможна также разработка баз данных и в области экологии, обустройства месторождений и других направлениях с наполнением их информацией. Это позволит осуществлять построение комплексных интегрированных схем в целом по регионам деятельности.

В настоящее время в Управлении организован процесс внутреннего обучения сотрудников, разрабатываются рабочие ГИС-проекты и базы данных. В качестве примера первых результатов применения ГИС в рабочем процессе Управления на рис. 2 приведен фрагмент схемы ГРР на территории Волгоградской области.

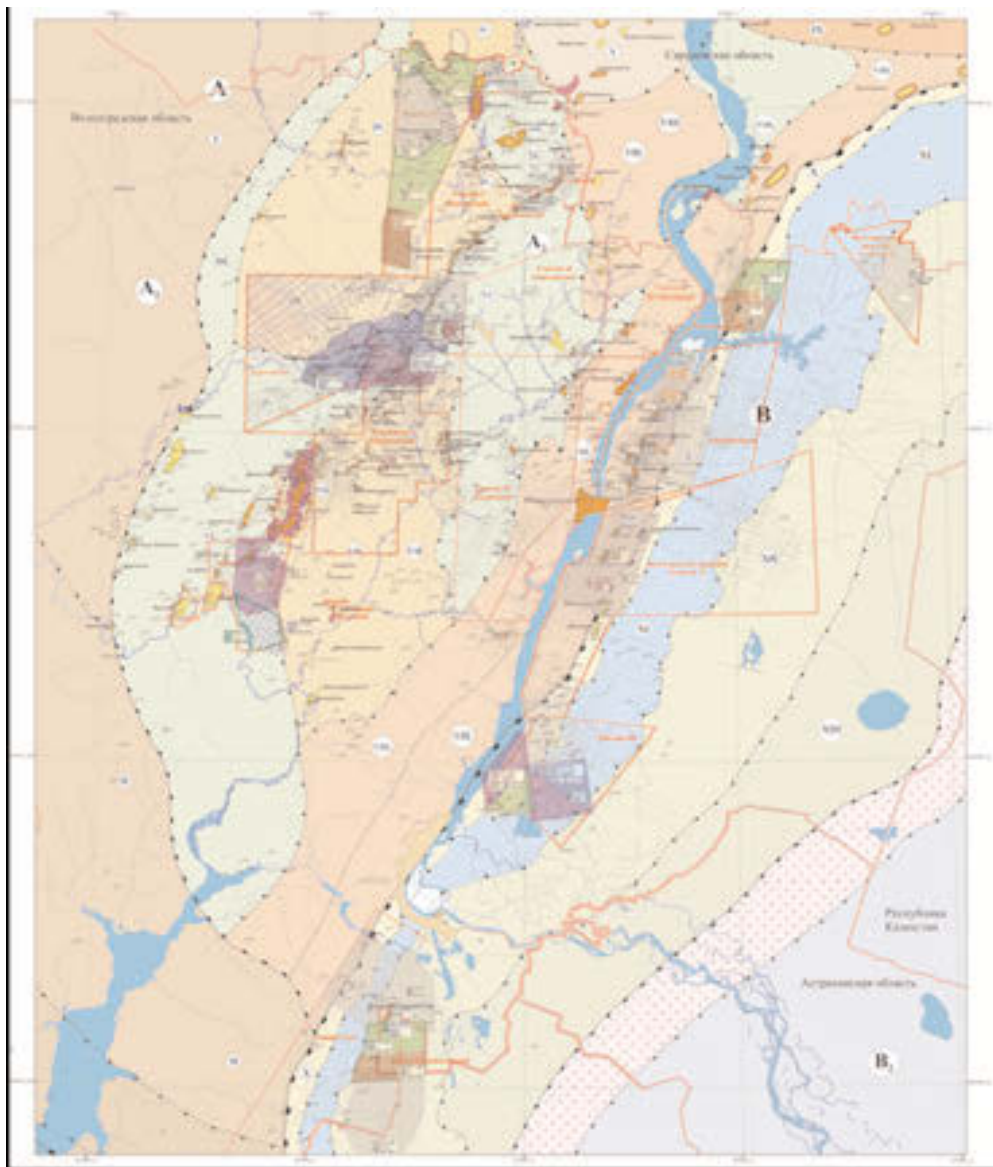


Рис. 2. Фрагмент схемы ГРР на территории Волгоградской области

Приобретение специализированных программных продуктов, организация мест централизованного хранения пространственных (геологических) данных, используемых в производственном процессе Управления, и организация многопользовательского доступа к ним позволили также начать процесс разработки информационной системы (ИС) «Геологоразведка», интегрирующей разнородную геолого-геофизическую информацию на основе пространственного позиционирования объектов анализа в единой системе координат (рис. 3).

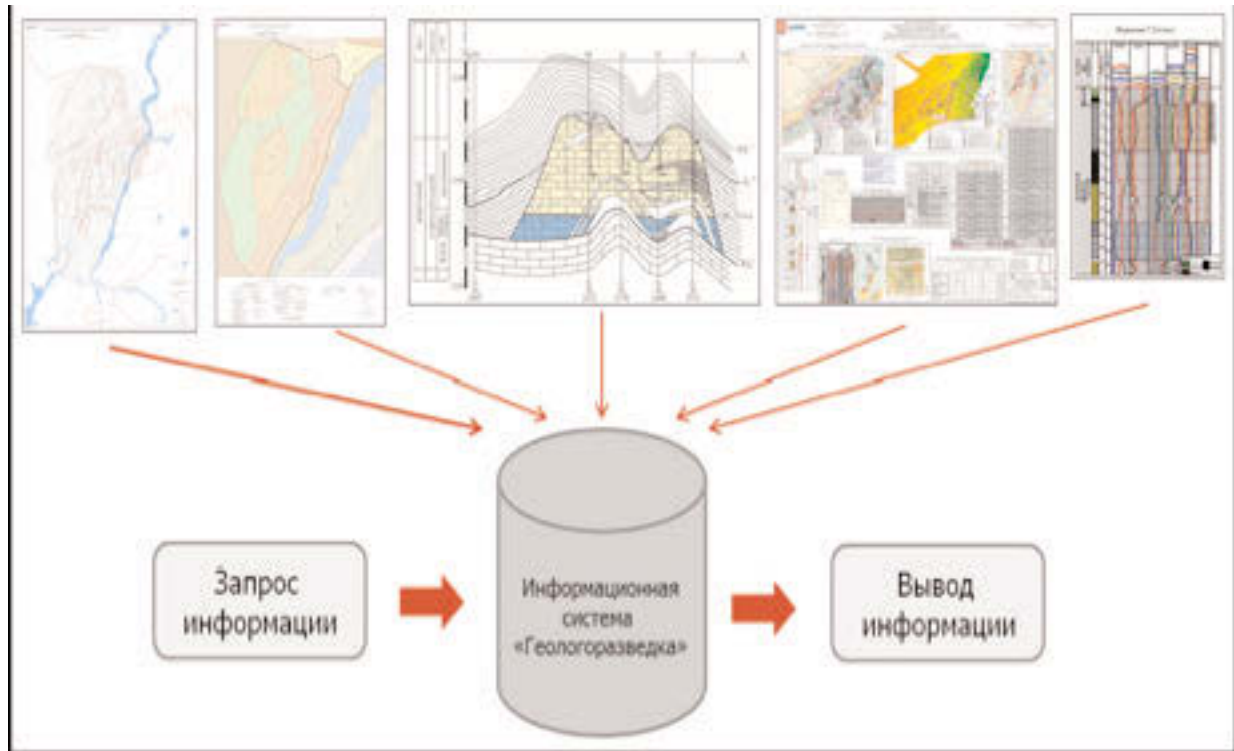


Рис. 3. Схема организации ИС «Геологоразведка»

Таким образом, благодаря объединению различных геолого-геофизических баз данных и специализированных картографических систем, геоинформационные технологии позволят значительно повысить эффективность планирования геолого-разведочного процесса в Филиале.

Опыт применения современных методов гидродинамических исследований скважин в открытом стволе

К.Г. Каган¹, К.Т.Н., А.Ю. Самойленко¹, К.Т.Н.

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Адреса для связи: Kirill.Kagan@lukoil.com, Andrey.Samoylenko@lukoil.com)

Ключевые слова: гидродинамические исследования (ГДИ) скважин, пластовое давление, проницаемость, подвижность, флюид, дебит, открытый ствол

Современные методы гидродинамических исследований скважин в открытом стволе включают комплекс взаимосвязанных технологий. Эти технологии различаются теоретической основой и техникой исполнения, направлены на обеспечение достоверности оценки запасов нефти и газа, расширение геологической информативности исследований поисково-оценочных и разведочных скважин и позволяют определять оптимальный способ заканчивания скважин, эффективно эксплуатировать скважины и оптимизировать разработку месторождения. Применение современных методов гидродинамических исследований скважин в открытом стволе дает возможность выполнять стандартные замеры давления на различных глубинах; определять пластовое давления в каждой, глубинный и интервальный градиенты давления, положение межфлюидных контактов; оценивать потенциальную продуктивность и дебиты; отбирать представительные пробы пластовых флюидов.

В статье рассмотрены методы и алгоритмы современных гидродинамических исследований скважин в открытом стволе, которые используются ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «Нефтяная компания «Приазовнефть»», ООО «Каспийская нефтяная компания».

Application of modern methods of well flow tests in open well borehole

K.G. Kagan¹, A.Yu. Samoilenko¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

E-mail: Kirill.Kagan@lukoil.com, Andrey.Samoilenko@lukoil.com)

Keywords: production logging, reservoir pressure, permeability, mobility, fluid, flow rate, open borehole.

Modern methods of well flow test in open borehole include a complex of interrelated technologies which differ in theoretic basis and implementation. They are aimed at reliable oil and gas reserve estimation, enhancement of geological informative value for prospecting and exploration works, choosing of well lower completion, optimization of wells operation and field development. The application of modern well flow tests in open borehole allows undertaking the following tasks: simple pressure measurements at different depths; determination of reservoir pressure at each point of measurement, depth and interval pressure gradient; gas-oil / gas-water / oil-water contact diagnostics; potential productivity estimation and flow rate forecast; recovery of representative reservoir fluid samples.

The article considers methods and algorithms of modern well flow tests in open borehole used by LUKOIL-Nizhnevolzhskneft LLC, Oil Company Priazovneft LLC, Caspian Oil Company in the course of carrying out and interpretation of well studies in open borehole.

При поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений широко используются современные гидродинамические методы исследования (ГДИ) скважин, в том числе гидродинамический каротаж (ГДК) на кабеле или на трубах. ГДК выполняется в открытом стволе скважин с помощью модульного динамического испытателя пластов. Разработкой и внедрением оборудования для опробования пластов на кабеле (ОПК) занимаются зарубежные сервисные компании (Schlumberger, Baker-Hughes, Weatherford и др.). Метод ГДК-ОПК более известен под названием «опробование пластов» и применяется в необсаженных скважинах на всех этапах и стадиях поиска, разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Испытания ГДК-ОПК проводятся с помощью аппаратурного ряда скважинных приборов, используемых в зависимости от конкретных геолого-технических условий. Наиболее распространенной аппаратурой ГДК-ОПК является модульный испытатель пластов (MDT) [1-6].

Применение MDT позволяет:

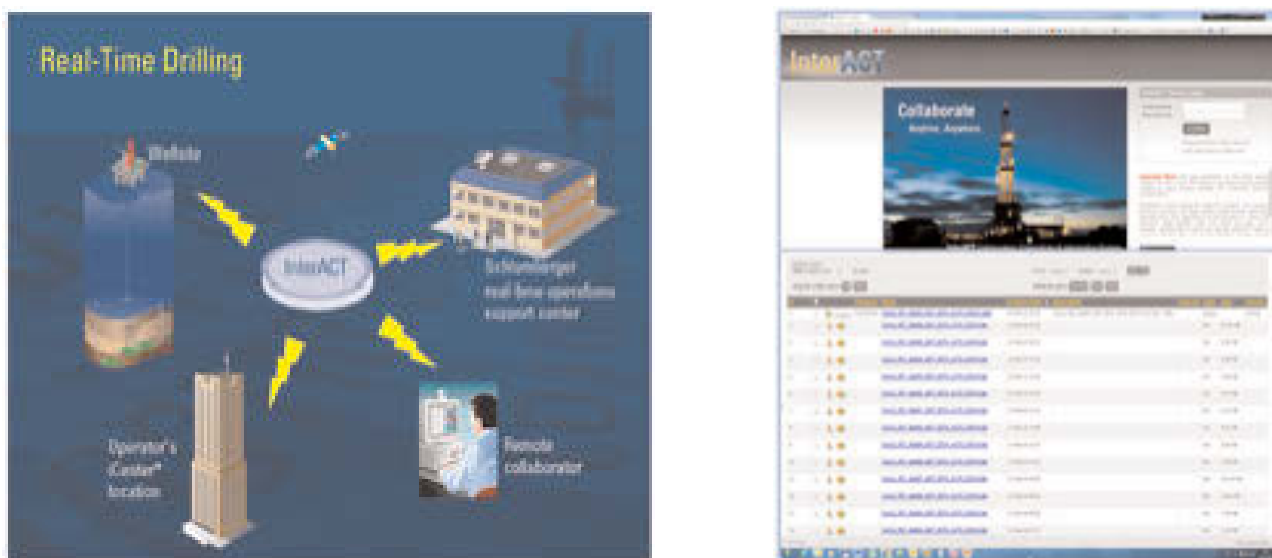
- выполнять стандартные замеры давления на различных глубинах, расчет подвижности пластового флюида по анализу кривых падения (КПД) и восстановления давления (КВД);
- отбирать представительные пробы пластовых флюидов, в том числе с использованием двухпакерного модуля и радиального зонда Saturn 3D;
- определять анизотропию продуктивности и проницаемости;

- оценивать пластовое давление в каждой точке замера;
- определять глубинный и интервальный градиенты давления;
- устанавливать положения газонефтяного, газоводяного, водонефтяного контактов;
- прогнозировать потенциальную продуктивность и дебит.

Накопленный опыт применения MDT показывает, что исследование скважин методом ГДК-ОПК существенно повышает достоверность геологической информации на стадии поиска и разведки месторождений нефти и газа. Появляется возможность качественного отбора проб для оценки характера насыщения геологического объекта и изучения PVT-свойств пластовых флюидов (давление насыщения, объемный коэффициент, вязкость и др.), необходимых при составлении проектных документов.

Преимуществом MDT является возможность контроля типа и качества флюида в процессе опробования с помощью поточных оптических анализаторов в режиме реального времени. Информация с датчиков давления позволяет также контролировать депрессию на пласт в процессе отбора проб.

Схематично проведение и сопровождение исследования методом ГДК-ОПК в режиме реального времени показано на рис. 1. Сигнал от компоновки, установленной на запланированной точке, по кабелю передается на устьевой цифровой приемник. Затем информация загружается в специализированное программное обеспечение, доступ к которому имеют как специалисты на промысле, так и инженеры, сопровождающие исследование с удаленных мест работы (из офиса). Данный программный продукт содержит модули, необходимые для обработки и интерпретации поступающей информации. Такая технико-технологическая схема дает возможность контролировать исследование ГДК-ОПК в режиме реального времени и корректировать программу работ.



**Рис. 1. Система передачи информации
при проведении исследований методом ГДК-ОПК**

При обработке данных замеры давления классифицируются в зависимости от степени достоверности – соответствия действительному значению пластового давления. При классификации учитывается множество факторов, включая подвижность флюида, объем отбора, скорость изменения КВД, характер изменения КВД и ее производной, наличие режимов притока, а также повторяемость полученных значений между несколькими циклами КПД-КВД и влияние эффекта суперчарджинга. Отметим, что замеры могут иметь низкую достоверность, но при этом быть информативными.

На стадии эксплуатации месторождения использование современного подхода к проведению ГДИ скважин в открытом стволе наиболее востребовано. Исследования проводятся в процессе бурения. Опыт применения аппаратуры свидетельствует, что ГДК в процессе бурения скважин позволяют определять оптимальный способ заканчивания, обеспечивает эффективные ввод скважин в эксплуатацию и разработку месторождения.

В статье рассмотрены результаты исследования терригенного пласта в скв. 2Д при помощи MDT на кабеле.

В состав компоновки приборов MDT входил прижимной зонд большого диаметра (13,2 мм), модуль двойного пакера, радиальный зонд «Сатурн», глубинный комплексный оптический анализатор IFA, анализатор фракционного состава LFA, два модуля насосов POUD, а также два мультипробоотборных модуля MRMS с шестью контейнерами каждый.

Испытание терригенного объекта на глубине, превышающей 4000 м, осуществлялось при помощи модуля двойного пакера. По оценочному замеру, давление и подвижность на этой точке составили соответственно 47,95 МПа и $60,9 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(МПа·с). Всего в ходе опробования за 4 ч откачено 178 л флюида. Динамика параметров откачки и показаний датчиков представлена на рис. 2–4. В течение 1 ч опробования откачено около 40 л флюида, который согласно показаниям датчиков представлял собой фильтрат бурового раствора. Текущая депрессия на пласт составляла 0,11 МПа при давлении откачки 47,85 МПа.

Через 1,2 ч после начала испытания датчики IFA (см. рис. 3) зафиксировали присутствие в притоке углеводородов. Это также подтвердилось снижением плотности флюида от 1,22 до 0,650 г/см³. В течение дальнейших 2,5 ч откачено около 80 л флюида при максимальном расходе насоса 15,8 см³/с. При этом отмечалось незначительное изменение показаний оптических датчиков (см. рис. 4), что свидетельствовало о стабилизации полученного притока. Отметим, что стабильные (без колебаний) показания расхода насоса позволяли сделать вывод, что откачиваемый флюид представляет собой однофазную систему, т.е. давление насыщения получаемой продукции было ниже текущего давления отбора. Это подтвердилось при PVT-исследованиях отобранного флюида, в результате которых давление насыщения составило 36,93 МПа.

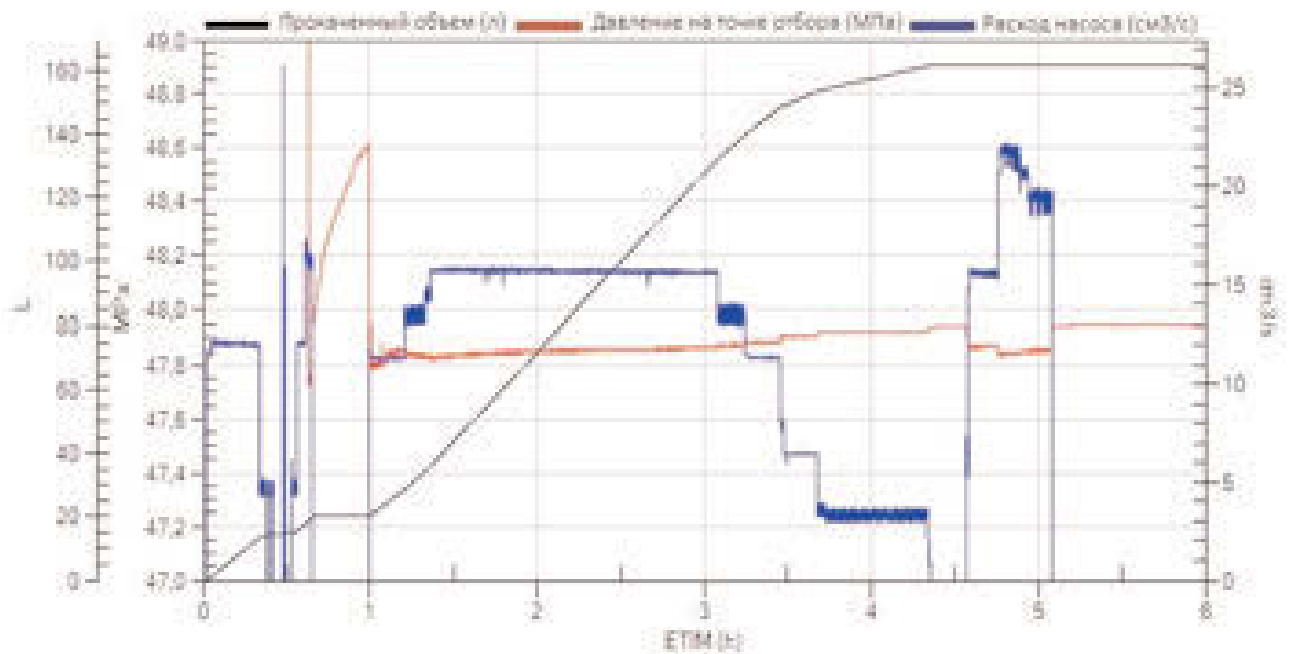


Рис. 2. Динамика параметров откачки в ходе ОПК

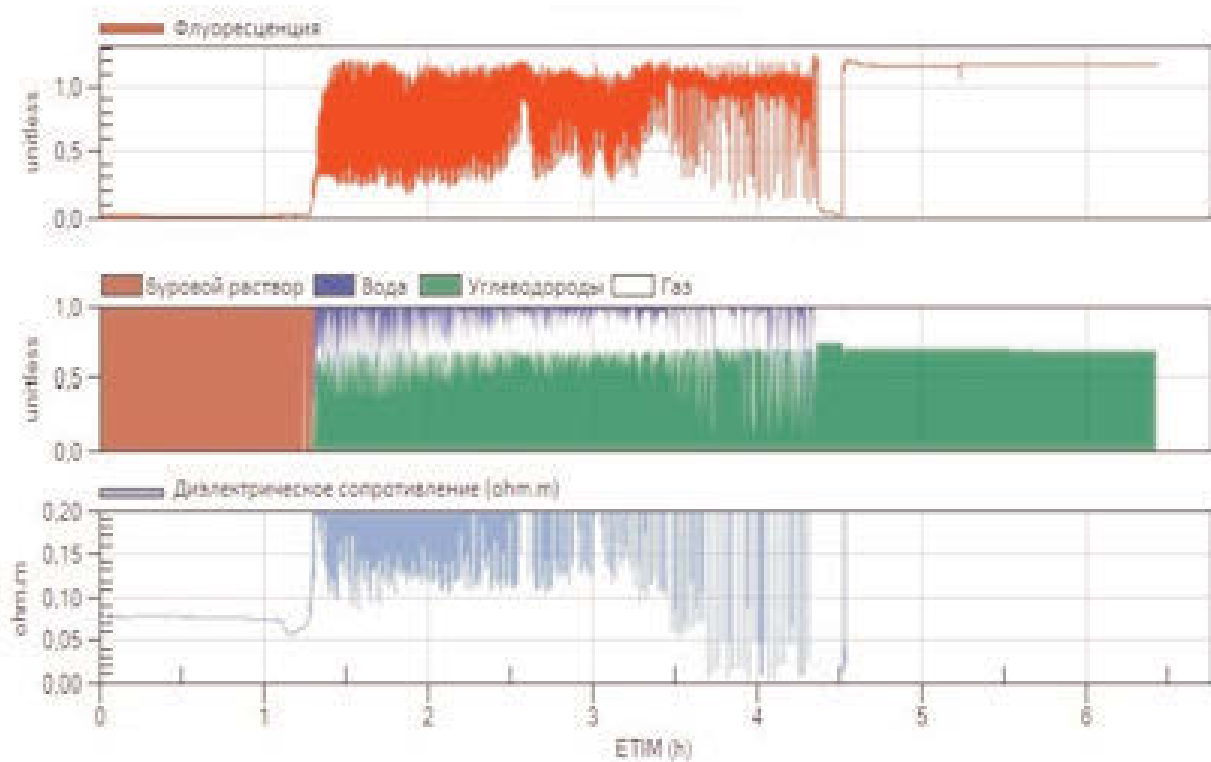


Рис. 3. Динамика показаний оптических датчиков IFA в ходе ОПК

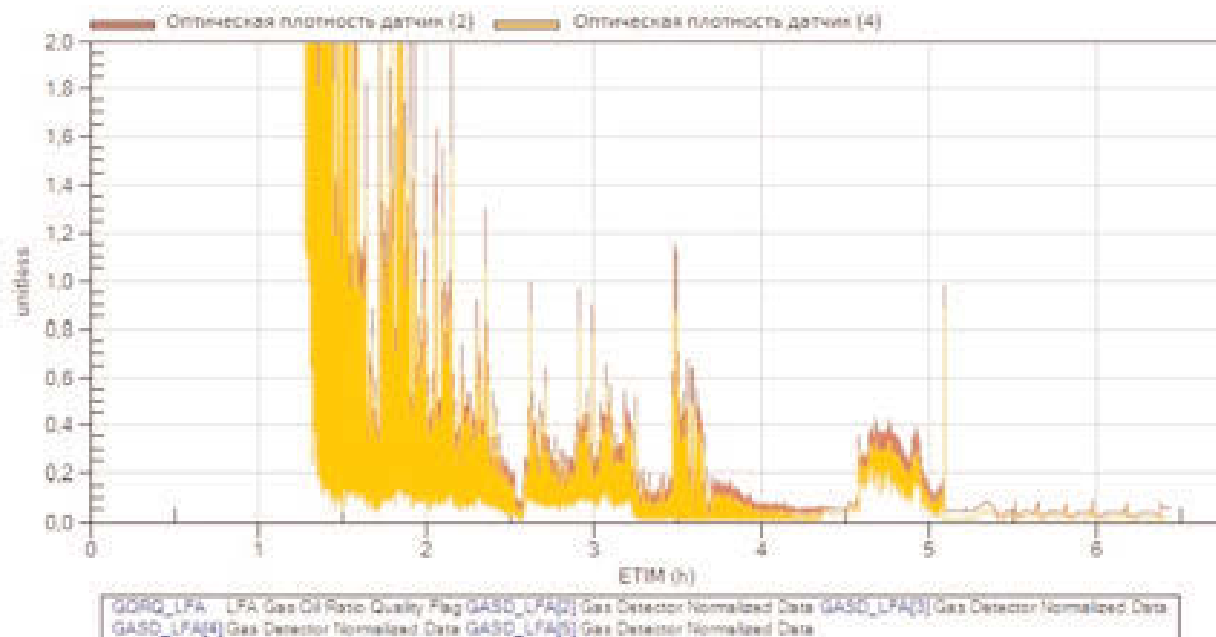


Рис. 4. Динамика показаний датчиков оптической плотности

После 3,5 ч с начала опробования (откачено 145 л) проведено ступенчатое снижение скорости откачки до стабилизации давлений в течение 1,2 ч для записи индикаторной диаграммы (рис. 5).

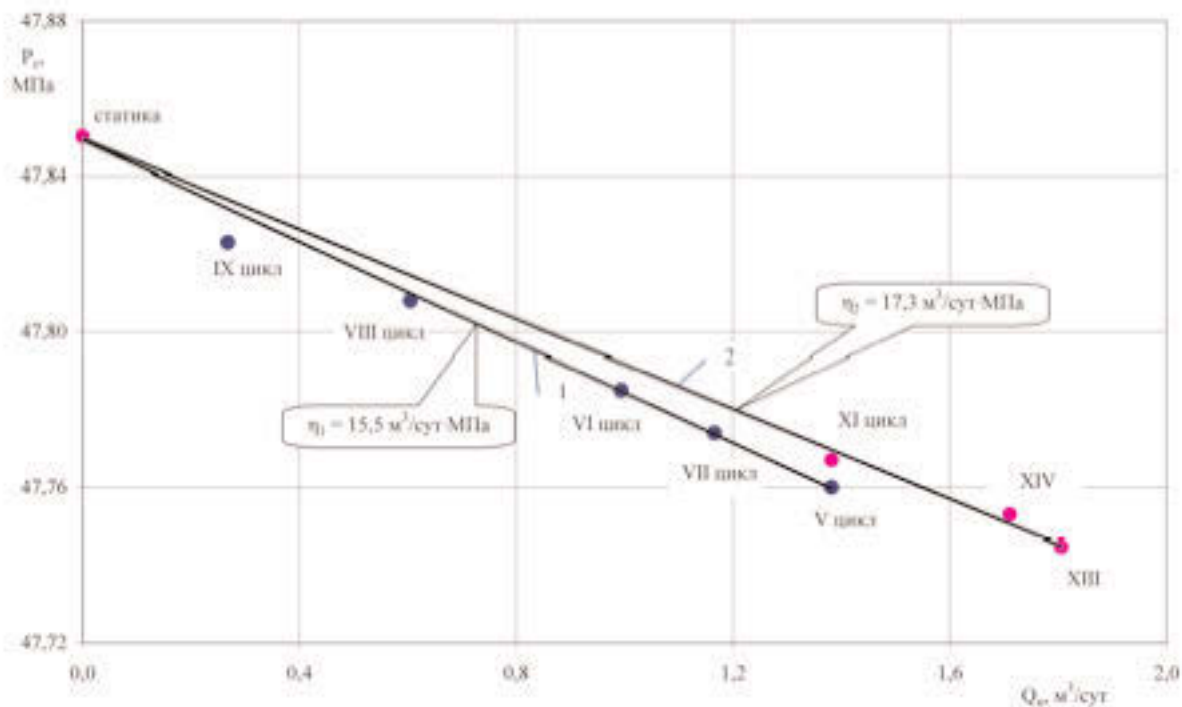


Рис. 5. Индикаторные диаграммы до (1) и после (2) отбора пробы нефти

Индикаторные линии хорошо описываются прямолинейными зависимостями по рабочим циклам насоса до и после отбора пробы (см. рис. 5), что указывает на наличие псевдоустановившегося режима в пласте и сохранение линейного закона фильтрации Дарси. Полученные эксплуатационные характеристики скважины являются достоверными и позволяют оценить средние добычные возможности терригенного объекта.

Через 4,3 ч опробования, при расходе насоса $3 \text{ см}^3/\text{с}$, отобрана проба с расчетной обводненностью 1,7 %. По показаниям оптического датчика LFA (см. рис. 4) вода в притоке, вероятнее всего, является фильтратом бурового раствора. После отбора глубинной пробы скважину переключили на вспомогательный насос и увеличили скорость откачки (около $20 \text{ см}^3/\text{с}$). После откачки 30 л флюида приступили к регистрации КВД.

Суммарный объем отобранной жидкости перед регистрацией КВД составил 193 л. Средний дебит притока нефти перед закрытием скважины равнялся $1,684 \text{ м}^3/\text{сут}$ при депрессии на пласт 0,10 МПа, или 0,2% начального пластового давления. При РVT-анализе определены параметры пластового продукта (плотность, объемный коэффициент, вязкость и т.д.) для расчета фильтрационно-емкостных свойств и оценки призабойной зоны пласта, а также необходимые для подсчета запасов и составления проектных документов.

По диагностическому графику (КВД и ее производная) в билогарифмических координатах (рис. 6) после окончания влияния динамической емкости ствола скважины выделено несколько типов фильтрационных потоков. Участок с нулевым уклоном, соответствующий периоду плоскорадиальной фильтрации флюида к забою скважины, начинает проявляться примерно через 28 с после остановки скважины. Продолжительность режима этого фильтрационного потока составляет 14 с. Линейный режим фильтрации диагностируется по отрезку производной КВД с углом наклона, равным 0,5, который проявляется через 42,2 с после остановки скважины и продолжается почти 346 с.

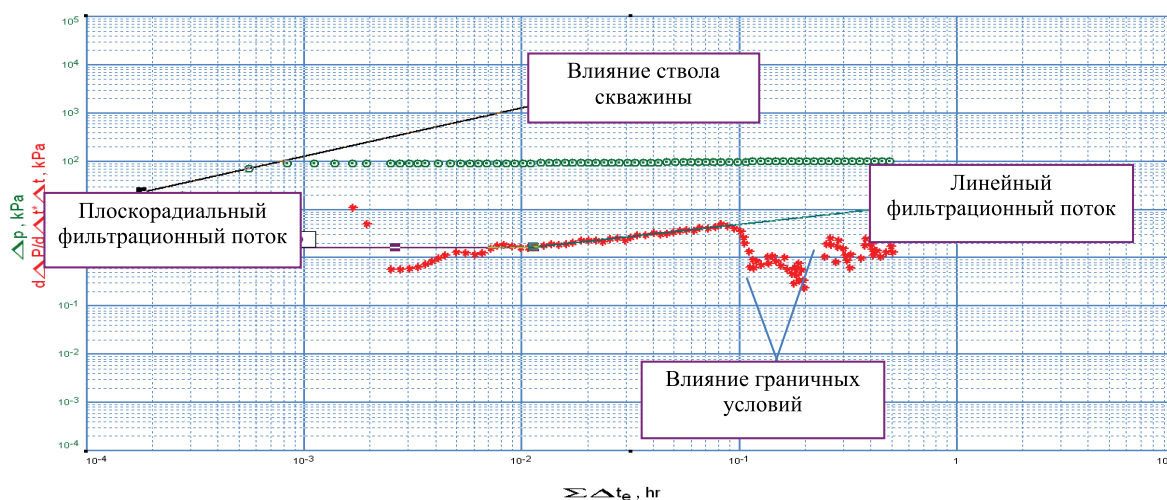


Рис. 6. Диагностический билогарифмический график

По рассмотренным участкам КВД методом суперпозиции оценены геометрические размеры канала, фильтрационные параметры пласта и состояние призабойной зоны, которые приведены ниже.

Насыщение объекта	Нефтенасыщенный
Пластовое давление на глубине проведения исследования, МПа	47,85
Глубинный градиент пластового давления, МПа/100 м	1,09
Коэффициент продуктивности по индикаторной диаграмме, м ³ /(сут·МПа):	
до отбора проб	15,5
после отбора проб	17,3
Коэффициент гидропроводности пласта, мкм ² ·см/(мПа·с)	242,8
Коэффициент подвижности пластовой нефти, 10 ⁻³ мкм ² /(мПа·с)	1734,3
Коэффициент проницаемости пласта, 10 ⁻³ мкм ²	211,6
Коэффициент пьезопроводности пласта, см ² /с	24260
Скин-фактор:	
обобщенный	22,0
от изменения проницаемости призабойной зоны	15,1
от несовершенства вскрытия пласта	0,9
Ширина канала, м	30,0
Влияние границ пласта и внешних условий	Влияние граничных условий

Выводы

1. Используя данные, полученные при помощи комплекса гидродинамических исследований в процессе бурения, можно оценивать начальные коэффициенты продуктивности в каждой точке замера и геологических объектов в целом.

2. Результаты выполненных исследований позволяют утверждать, что с помощью испытателей пластов на кабеле при использовании предложенных методических подходов можно оперативно и экономически эффективно решать задачи поиска и разведки месторождений на стадии бурения скважин.

3. Благодаря современному комплексу ГДК в открытом стволе можно уточнять результаты косвенного метода исследования скважин и корректировать разработку месторождения.

Список литературы

1. *Акрам Х., Аиуров В.* Обзор гидродинамических исследований скважин в открытом и обсаженном стволе модульным испытателем пластов на кабеле MDT/CHDT // Нефтегазовое обозрение. – 2005. – С.30–45.

2. *Применение* метода детерминированных моментов для обработки кривых восстановления давления при исследовании неоднородных пластов / И.М. Ахметов [и др.] // Тр. ин-та / ВНИИ. – 1977. – Вып. 61. – С.174–181.

3. *Методика* диагностики продуктивных пластов нижнего мела ракушечного вала по данным ГИС, ГДИС, ГДК, керна и РVT-анализа пластовых флюидов для оценки запасов промышленной категории / В.С. Левченко [и др.]. – 2012. – 140 с.

4. *Каган К.Г.* Совершенствование оперативных методов исследования морских поисково-оценочных и разведочных скважин (на примере шельфовых месторождений Северного Каспия): дис. ... канд. Техн. наук. – Волгоград, 2019. – 128 с.

5. *Каган К.Г.* Научно-методическое сопровождение исследования терригенного объекта скважины 2Д методом ГДК-ОПК / К.Г. Каган, А.Ю. Самойленко, Н.Н. Польская, Д.А. Чухнин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков – 2016. – № 2. – С. 32–36.

6. *Применение* испытателей пластов на кабеле нового поколения для оценки характера насыщения сложных коллекторов Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения / А.Ф. Латыпов, П.Д. Вейнхебер, Л.Г. Абдрахманова [и др.] // Недропользование XXI век. – 2011. – № 4 (29). – С. 44–46.

Практическое применение интегрированных моделей в производственном процессе

А.И. Кадыков¹, В.А. Ноздренков¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Адреса для связи: Ilya.Kadykov@lukoil.com, Vladimir.Nozdrenkov@lukoil.com

Ключевые слова: интегрированная модель, оценка рисков, анализ работы скважин, влияние системы сбора и транспорта, сценарии разработки месторождения, взаимовлияние скважин

Возможности интегрированной модели не ограничены решением классических задач, таких как расчет технологического режима и показателей на среднесрочный период. Интегрированная модель позволяет оперативно решать нетривиальные задачи в рамках производственного процесса.

В статье объектом исследований являются действующие интегрированные модели месторождений, применяемые в рамках опытно-промышленной эксплуатации. Дано описание практического применения интегрированных моделей месторождений в рамках производственного процесса.

Рассмотрено решение оперативных задач, связанных с оценкой и анализом работы скважин. Расчеты на интегрированной модели, связанные с анализом работы скважин, дают возможность оценить соответствие используемого внутрискважинного оборудования планируемым режимам работы, заблаговременно определить возможные риски прекращения фонтанирования, осложнения при эксплуатации скважины и принять меры для дальнейшей стабильной эксплуатации. Оценено влияние системы сбора и транспорта на добычу продукции. Расчеты влияния системы сбора и транспорта на объемы добычи с использованием интегрированной модели помогли определить оптимальный вариант направления потоков продукции без снижения добычи, а также увеличить добычу нефти путем перераспределения потоков и изменения давления в системе. Выполнен расчет сценариев разработки месторождения. Определено взаимовлияние скважин на месторождении, а также влияние соседних месторождений.

Полученные результаты расчетов использованы при разработке месторождений.

The practical application of integrated models in the production process

A.I. Kadykov¹, V.A. Nozdrenkov¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

E-mail: Ilya.Kadykov@lukoil.com, Vladimir.Nozdrenkov@lukoil.com

Keywords: integrated model, risk assessment, analysis of wells operations, collection and transport system impact, field development scenarios, wells interference

The capabilities of the integrated model are not limited to solving classical problems, such as calculating the selection rates or the technological regime. The integrated model allows to solve non-trivial tasks within the production process. The object of research of this work is the existing integrated models used in the framework of fields pilot development.

The purpose of the work is to consider the practical application of integrated field models in the production process. Solving operational problems related to risk assessment and analysis of well performances is considered. This calculations on an integrated model gives the possibility to evaluate the used downhole equipment for compliance with the planned operating conditions, recognize in advance the possible risks of stopping gushing, complications during well operation and take measures for its further stable operation. Assessment of the impact of the collection and transport system on production is made. It helped to find the best direction of flow without reducing production and increase daily oil production by redistributing flows and changing pressure in the system. Field production scenarios are discussed. Wells interference and influence of neighboring fields is determined. Estimation of field development scenarios on the integrated model allows to identify the most profitable field development strategy.

Results of this work were implemented and applied in fields development.

Интегрированная модель является инструментом, возможности которого не ограничиваются только решением классических задач, таких как расчет технологического режима или показателей на среднесрочный период. Интегрированная модель позволяет оперативно решать нетривиальные задачи в рамках производственного процесса. В состав интегрированных моделей, рассматриваемых в статье, входят модели пласта, скважины и системы сбора и транспорта.

В данной статье приведены примеры практического применения интегрированных моделей в рамках производственного процесса.

Анализ работы скважин

Для месторождения А выполнен анализ внутрискважинного оборудования на примере скв. 121. Фактический режим эксплуатации скважины с использованием НКТ наружным диаметром 73 мм, воспроизведенный в модели, характеризуется как нестабильный. Моделирование процесса работы скважины на интегрированной модели показало риски прекращения фонтанирования при снижении пластового давления или увеличения обводненности, а также риск «самозадавливания» при снижении дебита.

В качестве способа предупреждения возможных осложнений, было предложено перейти на меньший типоразмер НКТ – 60 мм. Зависимости забойного давления от дебита скв. 121 при существующем и рекомендуемом лифте представлены на рис. 1.

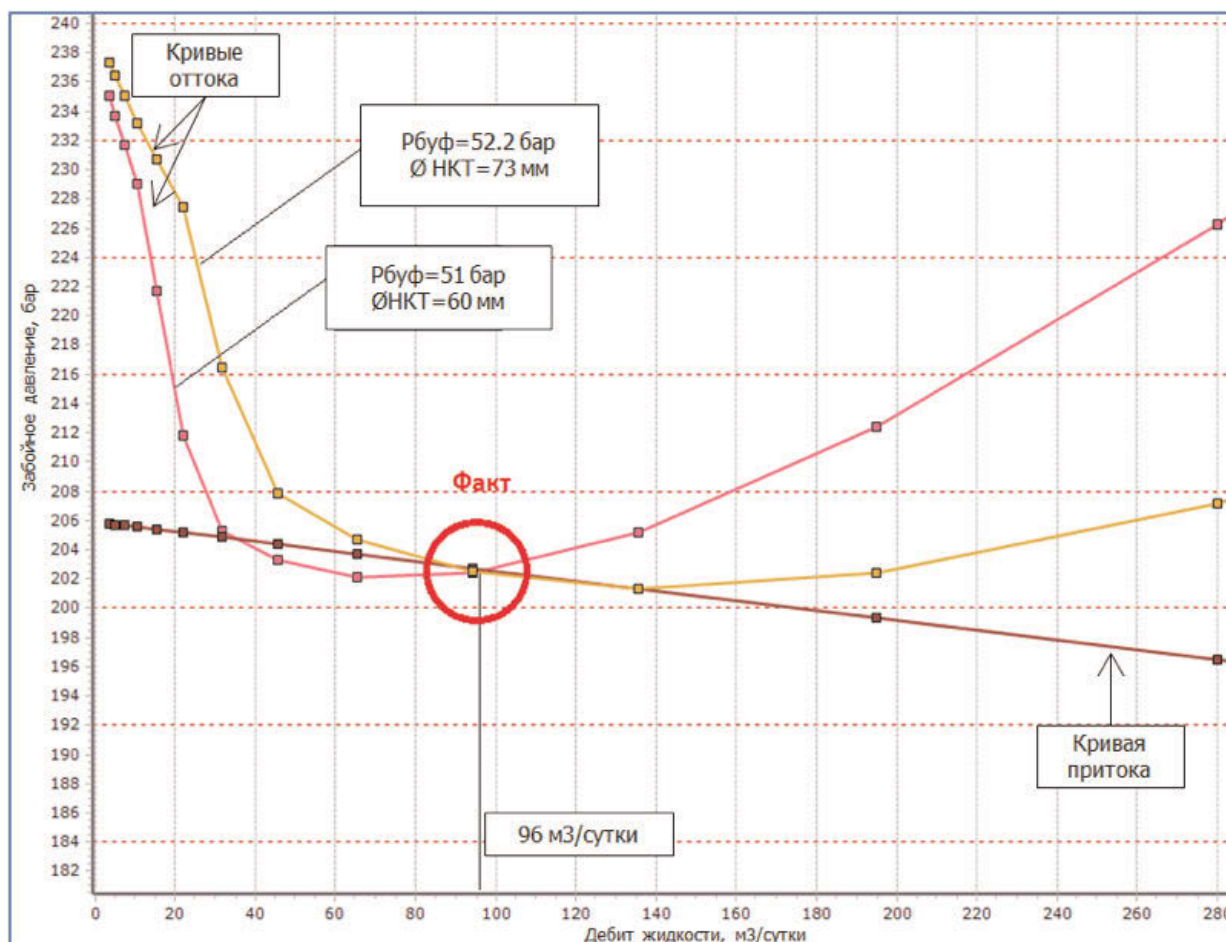


Рис. 1. Зависимости забойного давления от дебита жидкости скв. 121 с использованием НКТ диаметрами 60 и 73 мм

Результаты расчета показали, что рабочая точка при использовании НКТ диаметром 60 мм находится в правом пересечении кривых притока и оттока, что свидетельствует о стабильной работе. При снижении пластового давления или при увеличении обводненности скважина будет оставаться в рабочем состоянии. Кроме того, это обеспечит возможность регулирования стабильной работы скважины в более широком диапазоне дебитов.

Расчет на интегрированной модели позволил оценить соответствие используемого внутрискважинного оборудования планируемому режиму работы скважин, заблаговременно оценить возможные риски прекращения фонтанирования, осложнения при эксплуатации и принять меры для обеспечения дальнейшей стабильной работы.

Влияние системы сбора и транспорта на добычу

С помощью интегрированной модели месторождения А выполнены сценарные расчеты, предполагающие перераспределение продукции скважин по существующим внутрипромысловым сборным трубопроводам для определения оптимального варианта. Рассмотрены следующие варианты.

1 (базовый). Скважинная продукция от ГЗУ № 2 и 3 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 219 мм.

2. Аналогичен базовому, но используется трубопровод меньшего диаметра (159 мм) (рис. 2)

3. Аналогичен базовому, но по используется трубопровод большего диаметра (273 мм).

4. Ввод в эксплуатацию существующего участка от ГЗУ № 2 и ГЗУ № 3 до ДНС «Овр» по трубопроводу диаметром 273 мм.

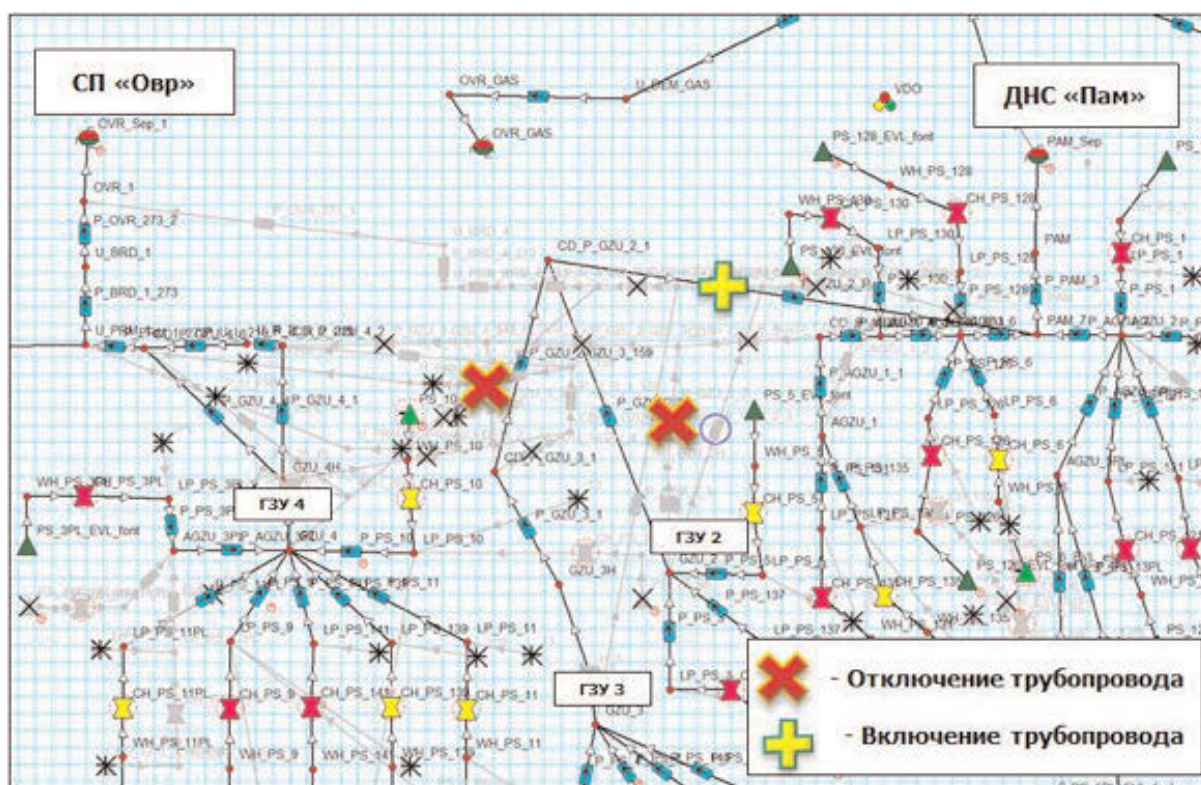


Рис. 2. Схема системы сбора и транспорта, реализованная в интегрированной модели при расчете варианта 2

Прогнозный суточный прирост нефти по вариантам, рассчитанным на интегрированной модели, представлен на рис. 3.



Рис. 3. Суточного прирост нефти по вариантам, рассчитанным на интегрированной модели

Отметим, что реализация и оценка эффективности расчетных вариантов в реальных условиях на месторождении заняла бы от нескольких дней до нескольких недель.

На интегрированной модели месторождения А также выполнены сценарные расчеты, предполагающие перевод продукции скважин с АГЗУ № 2, 3 и 4, работающих на СП «Овр», на УПСВ ДНС «Пам» по существующим внутрипромысловым трубопроводам. Внимание было акцентировано на минимизации потерь добычи. Рассчитаны три варианта.

1. Скважинная продукция от ГЗУ № 2 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 159 мм, от ГЗУ № 3 и 4 – по трубопроводу диаметром 219 мм.

2. Скважинная продукция от ГЗУ № 2 и 3 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 159 мм, от ГЗУ № 4 – по трубопроводу диаметром 219 мм.

3. Скважинная продукция от ГЗУ № 2 поступает на ДНС «Пам» по трубопроводу диаметром 159 мм, от ГЗУ № 3 и 4 – по трубопроводу диаметром 273 мм.

Результаты расчетов приведены в табл. 1.

Результаты расчетов показали, что по вариантам 1 и 2 наблюдается увеличение давления на АГЗУ, которое приводит к снижению добычи нефти по сравнению с действующей схемой. Оптимальным оказался вариант 3. Данная схема транспорта скважинной продукции была реализована на месторождении.

Для оценки влияния давления на входе УПН месторождения Б выполнен расчет, предполагающий снижение давления до минимально возможного, обусловленного регламентом работы УПН (снижение на 0,2 МПа от установившегося фактического давления на данный период). Результаты расчета показали увеличение добычи на 14,2 т/сут, накопленной – на 440 т/мес, что свидетельствует об эффективности мероприятия при прочих равных показателях работы скважин.

Таблица 1. Результаты расчета фактического (базового) режима работы и вариантов перераспределения скважинной продукции

Показатели	Базовый режим		Вариант					
	Факт	Модель	1		2		3	
Сборный пункт	Пам	Овр	Пам	Овр	Пам	Овр	Пам	Овр
Давление, МПа: ГЗУ №2	1,91	2,0	1,96		2,31		1,98	
ГЗУ №3	1,98	2,4	4,48		2,4		2,09	
ГЗУ №4	2,19	2,2	5,15		4,28		2,55	
Дебит, м ³ /сут: жидкости	1743,5	1544,4	2834,8	11,4	2993,4	114,4	3174,6	114,4
нефти	1657,3	1165,1	2559,1	18,5	2700,8	18,5	2808,2	18,5

Таким образом, результаты оценки влияния системы сбора и транспорта на добычу показали, что с помощью интегрированной модели удалось обосновать оптимальные варианты перераспределения продукции скважин.

Среднесрочное планирование разработки

На интегрированной модели месторождения Б выполнены расчеты следующих вариантов разработки:

- 1 (базовый). Разработка месторождения действующим фондом скважин.
2. Разработка месторождения действующим фондом скважин с вводом новой добывающей скв. 179.
3. Разработка месторождения действующим фондом скважин с переводом добывающей скв. 201 под нагнетание на турнейский объект.
4. Разработка месторождения действующим фондом скважин с переводом добывающей скв. 201 под нагнетание на турнейский объект и выполнением в ней гидроразрыва пласта (ГРП).
5. Разработка месторождения действующим фондом скважин с вводом новой добывающей скв. 179 и переводом добывающей скв. 201 под нагнетание на турнейский объект.

Результаты расчета накопленной добычи нефти за 2019–2021 гг. по вариантам приведены на рис. 4.

Анализ результатов расчета на интегрированной модели показал, что перевод добывающей скв. 201 под нагнетание не дает технологического эффекта, даже с учетом моделирования процесса ГРП для увеличения приемистости. Вследствие этого от перевода скв. 201 под нагнетание было решено отказаться. Для дальнейшей разработки месторождения принят вариант 2, предусматривающий ввод в эксплуатацию новой скв. 179, который обеспечивает максимальную накопленную добычу нефти в 2019–2021 гг.

Расчеты сценарных условий на интегрированной модели позволяют выявить наиболее выгодную стратегию развития месторождения.

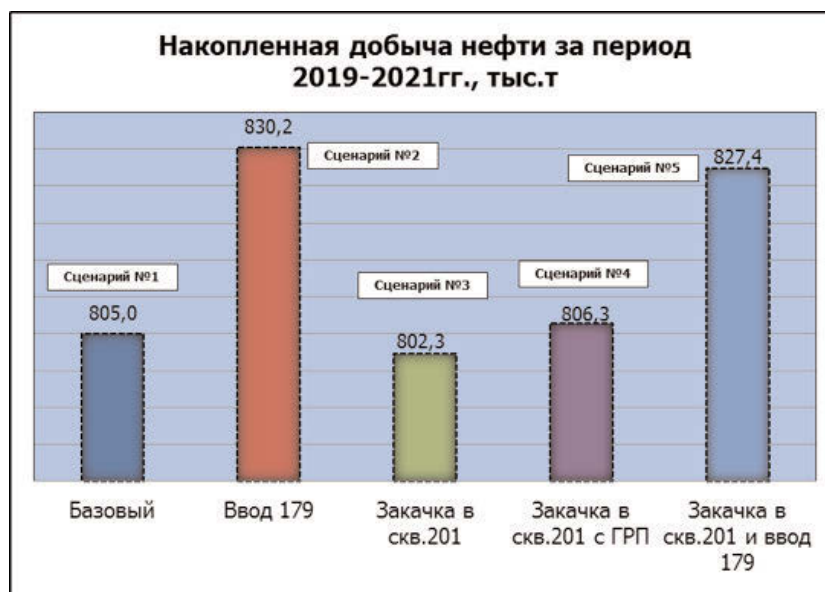


Рис. 4. Накопленная добыча нефти за 2019–2021 гг. по расчетным вариантам разработки

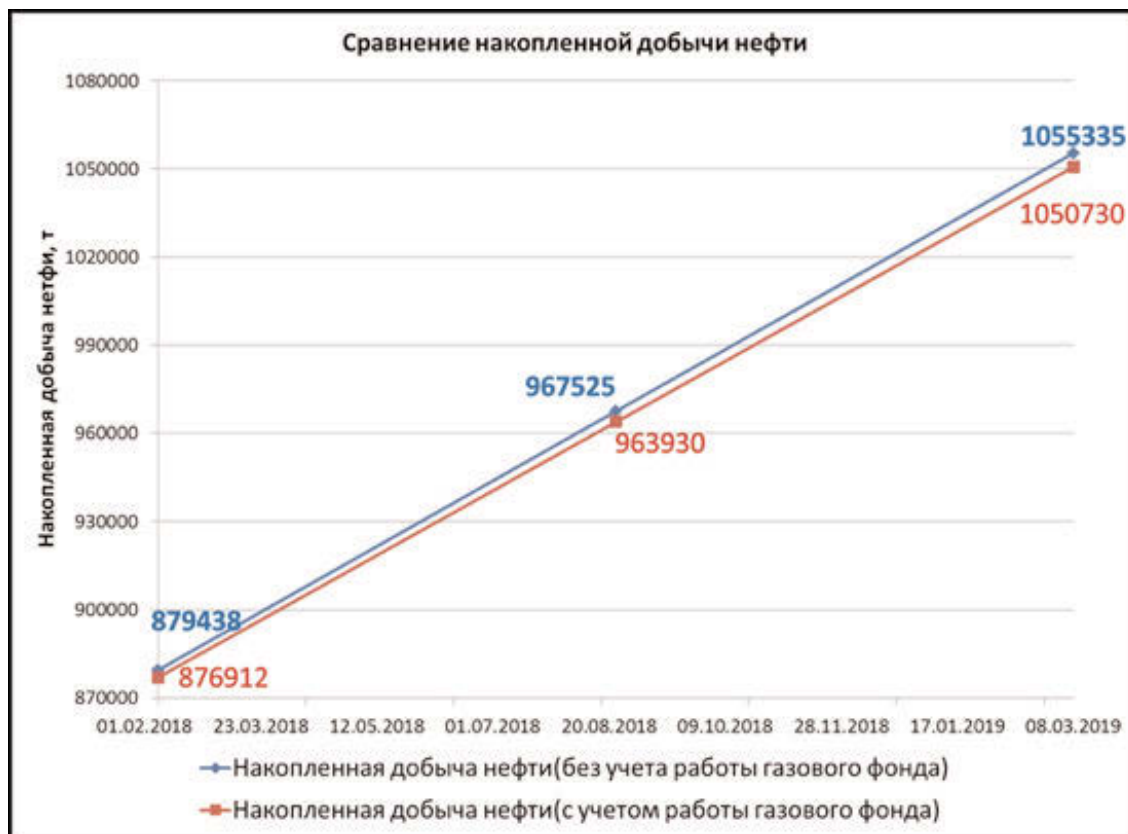
Взаимовлияние скважин

Месторождение А характеризуется сложной системой сбора, которая включает нефтяные и газовые скважин. Поэтому был рассмотрен сценарий, в соответствии с которым предполагалось отключение трех газовых скважин, работающих на разные сборные пункты, и соседнего нефтегазового месторождения, подключенного в общий сборный трубопровод. Динамика накопленной добычи нефти и газа показана на рис. 5. Из него видно, что увеличение накопленной добычи нефти за условный период составило всего 4,6 тыс. т, накопленная добыча газа уменьшилась на 108,4 млн м³.

Можно сделать вывод, что при текущих объемах добычи продукции влияние газового фонда через систему сбора и транспорта на нефтяные скважины незначительно (0,4 %).

На интегрированной модели месторождения А оценено также влияние отключения высокообводненных скважин на объем добычи при различных давлениях на сборных пунктах. По сценарию предполагалось отключение скв. 10 и 66 с обводненность соответственно 98 и 99%. В табл. 2 приведены расчетные дебиты нефти до и после проведения мероприятия при различных давлениях на сборных пунктах. Из нее видно, что отключение скважин не обеспечивает существенного прироста добычи нефти. Тем не менее, было принято решение о переводе скважин в периодическую эксплуатацию. При этом ежемесячный баланс добычи нефти сохранился и был получен положительный экономический эффект за счет снижения потребления электроэнергии установками ЭЦН.

а



б



Рис. 5. Динамика накопленной добычи нефти (а) и газа (б) за условный период

Таблица 2. Результаты расчета сценария отключения высокообводненных скважин

Давление в пункте сбора, МПа	Дебит нефти, м ³ /сут		Эффект, м ³ /сут
	до мероприятия	после мероприятия	
Отключение скв. 10 (сборный пункт – Овр)			
1,16	1204,8	1205,3	0,5
1,15	1204,8	1205,4	0,6
1,14	1204,8	1206,1	1,3
1,13	1204,8	1206,3	1,5
1,12	1204,8	1206,8	2
1,11	1204,8	1207,2	2,4
Отключение скв 66 (сборный пункт – Мак)			
1,60	946,6	945,9	-0,7
1,59	946,6	946,1	-0,5
1,58	946,6	946,5	-0,1
1,57	946,6	946,6	0
1,56	946,6	946,8	0,2
1,55	946,6	946,9	0,3

Выводы

1. Расчеты, связанные с оценкой рисков и анализом работы скважин, на интегрированной модели дают возможность оценить эффективность использования внутрискважинного оборудования, прогнозировать возможные риски и осложнения при эксплуатации скважины и принимать меры для обеспечения стабильной эксплуатации.

2. Оценка влияния системы сбора и транспорта на добычу с использованием интегрированной модели дает возможность определить оптимальный вариант переподключения промысловых трубопроводов.

3. Интегрированное моделирование позволяет выявить наиболее выгодную стратегию развития месторождения. Кроме того, интегрированная модель дает возможность оценить взаимовлияние скважин.

Опыт использования отечественного программного обеспечения для комплексной интерпретации данных сейсморазведки 2D/3D

П.Н. Крук¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Главным фактором, определяющим состояние и перспективы дальнейшего развития нефтегазодобывающей отрасли, является сырьевая база. Одним из основных условий при этом становится обеспеченность отрасли высокоэффективными современными программными комплексами. Особую актуальность этот вопрос приобретает в связи с продолжением политики санкций со стороны зарубежных партнеров, которые являются собственниками программного обеспечения (ПО), используемого в нефтегазодобывающей отрасли.

Одним из отечественных комплексов ПО, который активно используется в настоящее время в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Волгоград НИПИморнефть», является комплекс программ для интерпретации данных сейсморазведки Geoplat Pro-S. При создании Geoplat Pro-S ядром служил программный комплекс интерпретации сейсмических данных DV-Discovery, разработанный в ЦГЭ в 90-х годах XX века и широко использовавшийся отечественными геофизиками на протяжении более чем 15 лет. В настоящее время комплекс поддерживается и развивается российской компанией GridPoint Dynamics (резидент Сколково). Комплекс включен в единый реестр российского программного обеспечения (Реестр Минкомсвязи).

В Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Волгоград НИПИморнефть» с 2015 г. комплекс Geoplat Pro-S успешно использован при реализации восьми интерпретационных проектов. Несмотря на архаичный, по меркам XXI века, и не слишком «дружественный» в текущей версии интерфейс, комплекс прост в освоении и демонстрирует стабильность и быстроту работы. С помощью Geoplat Pro-S можно выполнять полный цикл комплексной интерпретации, не прибегая к дополнительным сторонним инструментам. Комплекс также может быть частью технологической цепочки интерпретации данных сейсморазведки и геологического моделирования: обмен данными с Petrel и RMS не вызывает затруднений.

За время проведения работ выявлен ряд недостатков, которые не являются критичными и в настоящее время устраняются разработчиками. Техническая поддержка комплекса организована на высоком уровне, все вопросы решаются оперативно, постоянно присутствует обратная связь.

Основная цель статьи – обратить внимание специалистов на возможные перспективы использования российского программного обеспечения при проведении работ, связанных с интерпретацией данных сейсморазведки с целью выявления нефтегазоперспективных структур и их подготовки к поисковому, разведочному и эксплуатационному бурению.

Комплекс содержит широкий набор инструментов для структурной (рис. 1) и динамической интерпретации данных: помимо общепринятых, модули сейсмофациального анализа, спектральной декомпозиции, седиментационного анализа, палеореконструкций и нескольких видов инверсии суммарных данных. Некоторые из реализованных в комплексе инструментов не имеют прямых аналогов в других пакетах. Сочетание традиционных и оригинальных решений делает Geoplat Pro-S мощным инструментом интерпретации данных сейсморазведки.

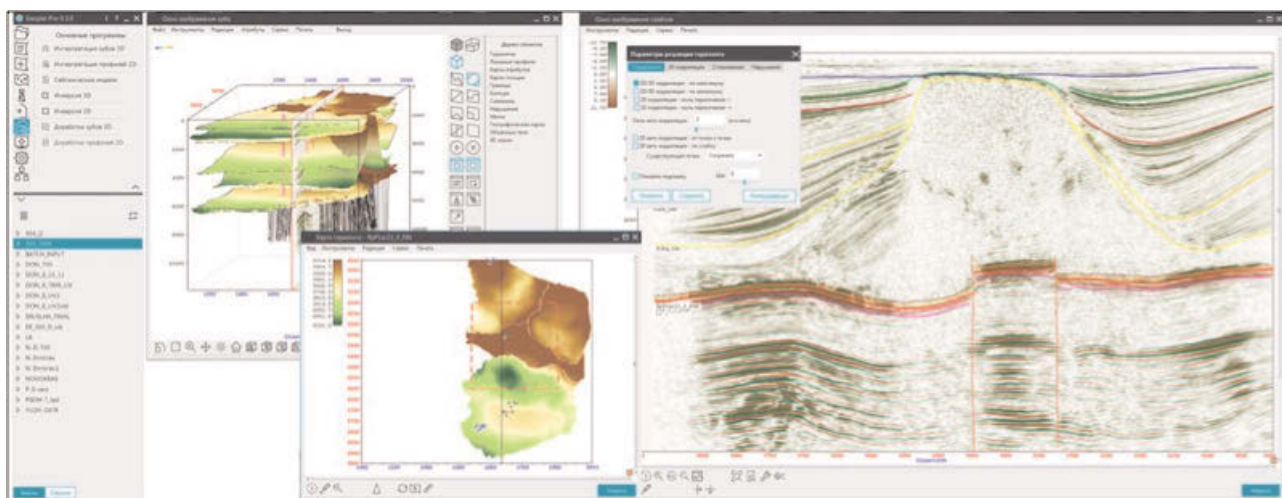
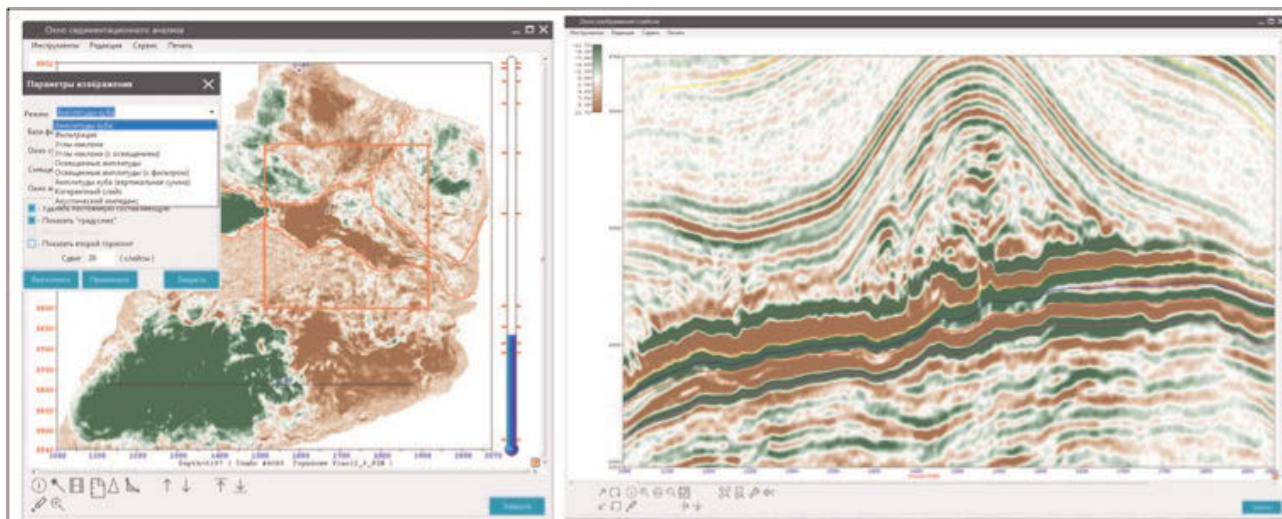


Рис. 1. Интерфейс Gtoplat Pro-S. Структурная интерпретация

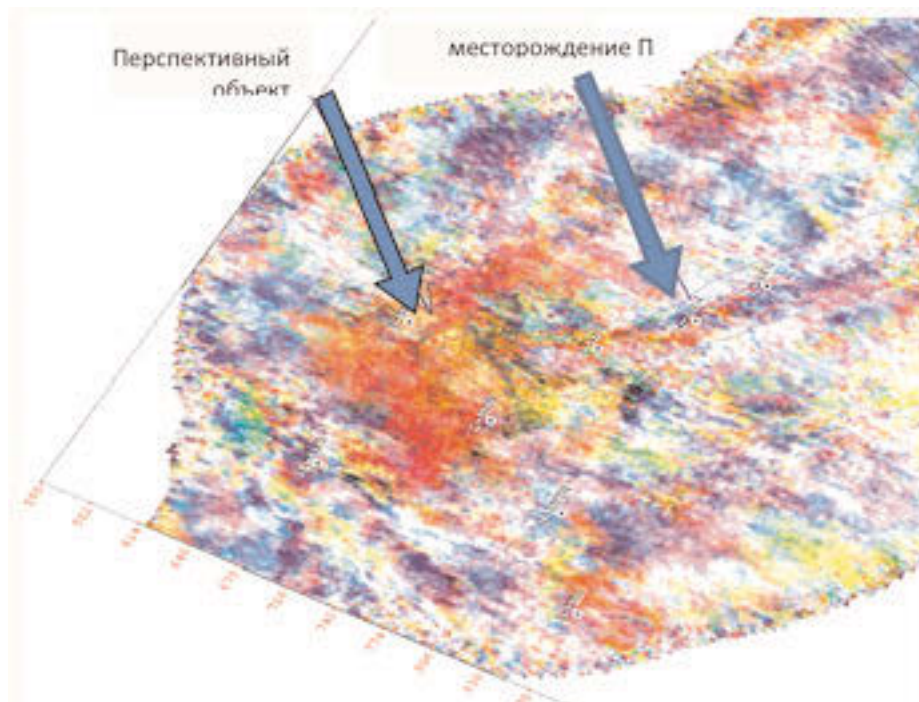
Одним из инструментов комплекса, не имеющих прямых аналогов в других продуктах, является модуль «седиментационного анализа» (рис. 2). В основу механизма анализа заложена идея представления амплитуд сейсмической записи в виде суммы среднего значения амплитуды вдоль горизонта («структурного куба») и отклонений амплитуд в каждой точке от среднего («седиментационного куба»). Анализ «седиментационного куба» позволяет выделять зоны выклинивания, смены условий седиментации, границ русловых потоков. Также реализованный механизм разделения амплитуд на составляющие применяется для создания псевдочубов из данных 2D, получаемый результат позволяет более корректно проводить интерполяцию амплитуд.



**Рис. 2. Интерфейс модуля седиментационного анализа.
Выделение границы зоны лавинной седиментации**

Сейсмофациальный анализ, реализованный в ПО, является удобным инструментом для классификации волновой картины, позволяет получать дополнительную информацию при интерпретации.

В пакете реализован ставший в последние годы популярным инструмент спектральной декомпозиции (рис. 3), позволяющий выявлять некоторые особенности волнового поля, не выраженные явно в амплитудном кубе. Сравнительный анализ показал сопоставимость результатов декомпозиции с работой аналогичных модулей в других пакетах.



**Рис. 3. Пример результата спектральной декомпозиции.
Рифовый массив и ранее не картировавшийся объект типа «риф»**

Для динамической интерпретации в комплексе реализовано несколько видов инверсии суммарных данных: вариант детерминированной сейсмической инверсии (ПАК); два варианта стохастической инверсии ПМС (подбор модели среды) и имитационный аннилинг. Следует отметить, что в текущей версии в пакете отсутствуют встроенные инструменты для подготовки данных геофизических исследований скважин для инверсии, однако достаточной функциональностью для подобной подготовки не обладает ни один из распространенных пакетов, все требует использования стороннего ПО.

Остановимся отдельно на реализованной в пакете разновидности стохастической инверсии – «имитационном аннилинге». Данная реализация инверсии использует для оптимизации функции штрафа «имитационный аннилинг» или имитацию отжига, алгоритм, моделирующий процесс образования кристаллов при остывании расплавленного металла. Данный алгоритм и его модификации являются одними из наиболее эффективных методов случайного поиска оптимального решения для большого класса задач, точное решение которых крайне трудно найти в силу большого количества изменяемых параметров [1]. Сравнительный анализ показал, что на большинстве задач метод имитационного аннилинга не проигрывает генетическим алгоритмам [2]. Пример использования инверсии аннилинга для выделения продуктивных прослоев внутри терригенной толщи представлен на рис. 4.

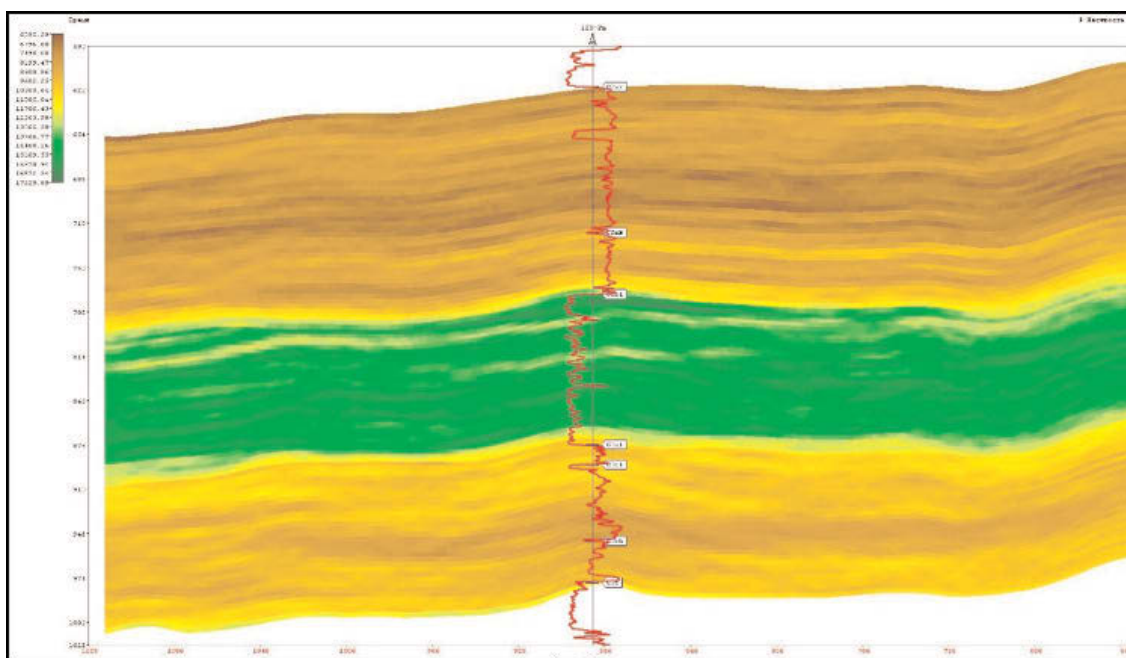


Рис. 4. Результат «имитационного аннилинга»

Список литературы

1. Лопатин А.С. Метод отжига. В сб. Стохастическая оптимизация в информатике. – СПб.: Изд-во С.-Петербургского ун-та, 2005. – С. 133–149.
2. Ingber L., Rosen B. Genetic Algorithms and Very Fast Simulated Reannealing: A Comparison// Mathematical and Computer Modelling. – 1992. – No. 16(11). – P. 87–100.

Математическое моделирование при учете попутно добываемого газа

Н.Н. Польская¹, А.Ю. Самойленко¹, И.П. Потемкин¹, Д.С. Емельянов¹,
Д.А. Чухнин¹

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Адрес для связи: Natalya.Polskaya@lukoil.com

Ключевые слова: нефтяной газ, нефть, PVT-исследования, газовый фактор

Для достоверной оценки прогнозного количества нефтяного газа необходимо учитывать корректность оценки и выбора газового фактора, определяемого в лабораторных условиях при PVT-исследованиях. Для нефти с газовым фактором более 300 м³/м³ большое значение имеет вид сепарации пластовой нефти. Отмечено, что газовые факторы, полученные при дифференциальном разгазировании, могут существенно отличаться от значений, определенных при ступенчатой сепарации пластовой нефти, и результатов промысловых замеров. Завышенное газосодержание может привести к значительному расхождению расчетного количества нефтяного газа и замеренного на промысле. Это может стать причиной нарушения постановления правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 г. № 1148, согласно которому Российские нефтяные компании должны утилизировать не менее 95 % нефтяного газа. По мнению авторов, результаты ступенчатой сепарации пластовой нефти являются более предпочтительными для прогноза объема нефтяного газа. В случае отсутствия данных ступенчатой сепарации предложено создавать математическую модель фазового состояния пластовой нефти. Такая модель позволит получить дополнительную информацию о свойствах пластового флюида и решать частные задачи, возникающие в процессе разработки нефтяных месторождений. Одной из таких задач является определение текущего объема выделяющегося из нефти газа для фактических термобарических условий сепарации с учетом сезонных температур и возможного изменения промыслового оборудования.

Mathematical modeling taking into account associated petroleum gas

N.N. Polskaya¹, A.Yu. Samoilenko¹, I.P. Potemkin¹, D.S. Emelianov¹, D.A. Chukhnin¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

E-mail: Natalya.Polskaya@lukoil.com

Keywords: associated petroleum gas, oil, PVT research, gas-oil ratio

Careful calculation and selection of the gas-oil ratio (GOR) in laboratory conditions during PVT research is necessary for a reliable estimation of the predicted amount of associated petroleum gas (APG). It is very important to choose a correct separation type for oil with GOR of more than 300 m³/m³. It is noteworthy that GOR values obtained by differential degassing can significantly differ from the results of separation test and field measurements. Significant discrepancy between the predicted amount of APG and that measured at the field can lead to a violation of the Decree of the Government of the Russian Federation of November 8, 2012 No. 1148, according to which Russian petroleum companies must dispose of at least 95% of APG. In the authors' opinion, the results of reservoir oil separation test are preferable in terms of predicting the volume of APG. In the case of absence of the separation test data, authors suggest creating a mathematical model of the reservoir oil phase behavior, which will provide additional information on the properties of the reservoir fluid and help in solving local problems arising during the development of oil fields. These problems include estimation of the gas volume released from oil at actual thermobaric separation conditions of the current moment, calculated with seasonal temperatures and possible changes in field equipment taken into account.

Согласно постановлению правительства РФ от 8 ноября 2012 г. № 1148 «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа» российские нефтяные компании должны утилизировать не менее 95 % добываемого нефтяного газа. Только 5 % могут являться потерями газа при добыче.

Нефтяной газ – это газ, растворенный в нефти, добываемый совместно с нефтью и отделяемый в сепараторах при ее подготовке на промысле (на установках подготовки нефти). Этот смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, а также выделяющихся из нефти в процессе ее добычи (ГОСТ Р 8.615-2005).

Объем нефтяного газа рассчитывается по формуле

$$V_{\Gamma}^{\text{CT}} = G\Phi V_{\text{H}}$$

где V_{Γ}^{CT} – объем газа, выделяющегося из нефти, м³; $G\Phi$ – газовый фактор (газо-содержание), определяемый в лабораторных условиях, м³/м³; V_{H} – объем стабильной нефти, м³.

По результатам проведенных PVT-исследований пластовой нефти месторождения D $G\Phi = 290 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Согласно замерам, выполненным на промысле, газовый фактор составил около 200–210 $\text{м}^3/\text{м}^3$. Несоответствие результатов составляет около 30 %.

Существует ряд причин получения искаженных результатов расчета количества нефтяного газа. В данной статье рассмотрено влияние корректности определения газосодержания пластовой нефти при лабораторных PVT-исследованиях.

Экспериментальное определение газосодержания при PVT-анализе проводится тремя способами (по ОСТ 153-39.2-048-2003):

- однократное разгазированием пластовой нефти от начальных пластовых до стандартных условий;
- дифференциальное разгазирование (до давления 0,1 МПа);
- ступенчатая сепарация согласно схеме промысловой сепарации.

Как правило, для подсчета запасов и учета количества нефтяного газа используются данные, полученные при дифференциальном разгазировании. Для нефти неглубоко залегающих нефтяных пластов с низким газосодержанием различные виды разгазирования дают близкие результаты. На месторождениях с более высокими пластовыми давлением и температурой газосодержание, объемный коэффициент и плотность сепарированной нефти при применении методов стандартной сепарации и дифференциального разгазирования выше, чем при ступенчатой сепарации [1]. В табл. 1 представлены основные физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти месторождения D. Из нее видно, что значения, полученные при ступенчатой сепарации, значительно отличаются от свойств нефти после стандартной сепарации и дифференциального разгазирования.

Таблица 1. Физико-химические свойства пластовой и разгазированной нефти месторождения D

Вид исследования	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Объемный коэффициент нефти в пластовых условиях, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Плотность сепарированной нефти при температуре 20 °С, $\text{кг}/\text{м}^3$
Стандартная сепарация	289,1	1,893	800
Дифференциальное разгазирование	290,1	1,888	790
Ступенчатая сепарация	240,8	1,718	784

В табл. 2 приведены результаты дифференциального разгазирования и ступенчатой сепарации. Из нее видно, что суммарное газосодержание, определенное при дифференциальном разгазировании выше, чем при ступенчатой сепарации. Разница между значениями превышает 5 %. Если проводить учет нефтяного газа по данным дифференциального разгазирования нефти, то можно получить завышенное количество газа, выделяющегося из нефти в процессе добычи, что не будет соответствовать промысловым показателям. Это, в свою очередь, может послужить основанием для применения штрафных санкций к нефтяной компании.

Таблица 2. Результаты дифференциального разгазирования и ступенчатой сепарации пластовой нефти месторождения D

Параметры	Дифференциальное разгазирование на ступени							Ступенчатая сепарация на ступени				
	1	2	3	4	5	6	7	1	2	3	4	5
Давление ступени, МПа	19,75	16,17	12,13	8,07	4,07	1,60	0,1	4,02	3,04	1,57	1,09	0,10
Температура ступени, °С	126	126	126	126	126	126	20	10	10	18	18	13,5
Газосодержание, м ³ /м ³	63,3	57,1	49,8	41,3	37,2	28,1	13,4	159,8	12,6	22,2	6,4	39,7
Суммарный газовый фактор, м ³ /м ³	290,2							240,8				

Очевидно, что данные, полученные по результатам ступенчатой сепарации, являются более показательными, поскольку число ступеней эксперимента, их давление и температура соответствуют существующей системе сепарации нефти на промысле или специально задаются. Дифференциальное разгазирование, по мнению ряда авторов [2], не имеет достаточного физического обоснования ни для подсчета запасов, ни для прогнозирования процесса разработки залежи. Особенно это актуально для пластовой нефти с газосодержанием более 300 м³/м³.

До недавнего времени для подсчета запасов нефти и составления проектных документов использовались данные, полученные после дифференциального разгазирования. В феврале 2016 г. вышло распоряжение № 3-р «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», согласно которому: «Подсчет геологических запасов нефти производится с учетом объемного коэффициента и плотности нефти, определяемых по результатам дифференциального или ступенчатого разгазирования глубинных или рекомбинированных проб пластовой нефти до стандартных условий».

В то же время при первичных PVT-исследованиях пластовой нефти ступенчатая сепарация проводится не всегда. Выполнить ее позднее, не имея соответствующих глубинных проб, зачастую не представляется возможным. Это обуславливает необходимость создания PVT-моделей пластовых флюидов. Математическое моделирование физических процессов осуществляется в программах-симуляторах. При наличии информации о фактических термобарических условиях промысловой сепарации пластового продукта можно определить соответствующее газосодержание и по промысловым замерам дебита выделяющегося из нефти газа рассчитать потери нефтяного газа. Данный подход позволит получать более достоверную информацию о газовых потоках, а также избежать штрафов.

Моделирование включает следующие этапы:

- подготовка данных для моделирования;
- задание компонентного состава;
- настройка уравнения состояния (грубая или тонкая настройка);
- проверка адекватности полученной модели.

В качестве примера в табл. 3 представлены результаты математического моделирования фазового состояния пластовой нефти месторождения D, полученные в программе PVTrго по фактическим термобарическим условиям сепарации на промысле. В качестве уравнения состояния использовалось трехпараметрическое уравнение Пенга – Робинсона (1978), в качестве уравнения распределения компонентов C_{7+} – модифицированное экспоненциальное уравнение Педерсена. Для расчета критических параметров нефти и ацентрического фактора применялась корреляция Педерсена (1988).

Таблица 3. Результаты математического моделирования

Параметры	Степень			Суммарно
	1	2	3	
Расчет 1				
Давление, МПа	1,5	0,3	0,1	
Температура, °С	0	0	20	
Газосодержание, м ³ /м ³	193,8	21,7	20,5	236,0
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,112	1,057	1,000	
Расчет 2				
Давление, МПа	1,5	0,3	0,1	
Температура, °С	18	18	20	
Газосодержание, м ³ /м ³	206,2	19,8	11,4	237,4
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,093	1,038	1,000	
Расчет 3				
Давление, МПа	2,5	0,3	0,1	
Температура, °С	12	12	20	
Газосодержание, м ³ /м ³	183,2	39,6	13,8	236,6
Объемный коэффициент нефти, м ³ /м ³	1,149	1,042	1,000	

Ниже приведены значения газосодержания (м³/м³) пластовой нефти месторождения D, полученные при разных способах разгазирования.

Стандартная сепарация	289,1
Дифференциальное разгазирование.....	290,1
Ступенчатая сепарация:	
проект.....	240,8
факт	236,7
факт 1 и 2 ступени.....	221,4

Очевидно, что рассчитанные газосодержания (см. табл. 3) существенно отличаются от газосодержания, определенного при дифференциальном разгазировании ($290 \text{ м}^3/\text{м}^3$). А если принять во внимание, что учету подлежал газ, выделенный на 1 и 2 ступенях сепарации, то суммарное газосодержание, полученное в модели, практически совпадает с промысловым газовым фактором.

Таким образом, использование программ-симуляторов для учета нефтяного газа позволяет получить дополнительную информацию о свойствах пластовой нефти и приступить к решению частных задач, возникающих при разработке нефтяных месторождений. Одной из таких задач является определение объема выделяющегося из нефти газа для текущих фактических термобарических условий сепарации с учетом сезонных температур и изменения промыслового оборудования.

Список литературы

1. Былинкин Г.П., Гужиков П.А. Зависимость свойств пластовой нефти от вида разгазирования // Геология нефти и газа. – 2008. – № 3. – С. 31–36.
2. Брусиловский А.И., Былинкин Г.П. Новый подход к подсчету геологических запасов нефти, газа и конденсата на единой методологической основе // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11. – С. 35–39.

Аналитическое определение критических градиентов фильтрации для низкопроницаемых коллекторов как альтернатива экспериментальным исследованиям керна

О.Н. Шевченко¹, М.В. Топилин¹, Д.Ю. Бунин²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»
в г. Волгограде

Адрес для связи: Oxana.Shevchenko@lukoil.com

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы, наклонно направленные скважины, горизонтальные скважины, гидроразрыв пласта (ГРП), нелинейная фильтрация

В последнее время во всем мире наблюдается тенденция к ухудшению структуры запасов углеводородного сырья. Растет число месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, наибольшую часть которых составляют залежи в низкопроницаемых коллекторах. Гидродинамическое моделирование подобных коллекторов вызывает определенные трудности. Затруднительно корректно адаптировать модель к истории разработки вследствие того, что для низкопроницаемых объектов характерен нелинейный характер фильтрации, а все гидродинамические симуляторы базируются на линейном законе фильтрации. Поэтому очень часто используется метод подбора параметров гидродинамической модели.

В статье рассмотрено построение гидродинамической модели в симуляторе Tempest, в котором реализована возможность моделирования нелинейной фильтрации в условиях высоковязкой нефти. Для этого использованы «запирающий градиент фильтрации» и «множитель на поток». Первый – ограничивает зону дренирования скважины, второй –кратно уменьшает скорость фильтрации флюида. Показана возможность использования данного метода адаптации модели для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами. Предложена аналитическая модель, позволяющая определить предельные градиенты фильтрации для условий низкопроницаемого коллектора. Для апробации метода использована гидродинамическая модель месторождения им. В.Н. Виноградова.

Analytical determination of critical filtration gradients for low-permeability reservoirs as an alternative to experimental core studies

O.N. Shevchenko¹, M.V. Tropilin¹, D.Yu. Bunin¹

¹VolgogradNIPImorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd,
RF, Volgograd

E-mail: Oxana.Shevchenko@lukoil.com

Keywords: low-permeability reservoirs, hard-to-recover reserves, directional wells, lateral wells, hydraulic fracturing, nonlinear filtration

All over the world there is a tendency to reserves deterioration of hydrocarbon fuels. The share of fields with hard-to-recover reserves is growing, the largest part of which are low-permeable reservoirs. In addition to problems with the development of this type of collectors, there is a difficulty in building of hydrodynamic model of the field. All hydrodynamic simulators are based on the linear law of Darcy flow, so it is difficult to correctly adapt this model to the history of development, because this kind of objects observed nonlinear filtration. The construction of the hydrodynamic model is carried out in the simulator. Therefore, to adapt the model, it is necessary to select the parameters of the filtration medium, which are often far from the real studies of collectors. Tempest MORE of ROXAR, in which there is a possibility of modeling nonlinear filtration for high-viscosity oil with using «locking a gradient filter and a multiplier on the flow». The first one limits the well drainage area; the second reduces the fluid filtration rate multiple times. In the presented paper the possibility of using this method of adaptation of the model for low permeability reservoirs is described. Analytical methods for determining these critical pressure gradients are presented. Critical pressure gradients were analytically determined by using analytical methods on the example of the V.N. Vinogradov oil field with low-permeability reservoir.

Фильтрация флюида в низкопроницаемых коллекторах с абсолютной газопроницаемостью менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм² существенно затруднена ввиду нарушения линейного закона фильтрации Дарси и характеризуется наличием предельных градиентов давления.

В работах [1–5] дано описание серии экспериментов, в которых исследовались особенности нелинейной фильтрации. В результате экспериментов были сделаны следующие выводы:

- фильтрация в низкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давления характеризуется отклонением от линейного закона фильтрации Дарси;
- с уменьшением проницаемости коллектора отклонения закона фильтрации от линейного становится более выраженным;
- отклонение от линейного закона фильтрации в низкопроницаемых коллекторах характеризуется наличием эффективных начального и предельного градиентов давления;
- при фильтрации воды с остаточной нефтью и нефти с остаточной водой эффекты нелинейной фильтрации более выражены, чем при фильтрации воды в образцах со 100%-ной водонасыщенностью, причем значения эффективных

градиентов на порядок выше; при абсолютных проницаемостях более $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² нелинейными эффектами можно пренебречь;

– результаты экспериментов по многофазной фильтрации показали существенное влияние насыщенности флюидом на характеристики нелинейной фильтрации, причем степень нелинейности сначала возрастает с увеличением количества воды в потоке, а затем уменьшается, т.е. наблюдается точка инверсии.

Следовательно, использование линейного закона фильтрации Дарси в процессе создания гидродинамической модели приводит к формированию оптимистичных прогнозов и нерациональной системы разработки залежи, недостижению утвержденного коэффициента извлечения нефти.

По результатам лабораторных исследований [1], проведенных на образцах низкопроницаемых коллекторов (проницаемость для газа – $1 \cdot 10^{-3}$ мкм²), получена зависимость скорости фильтрации от градиента давления (рис. 1).

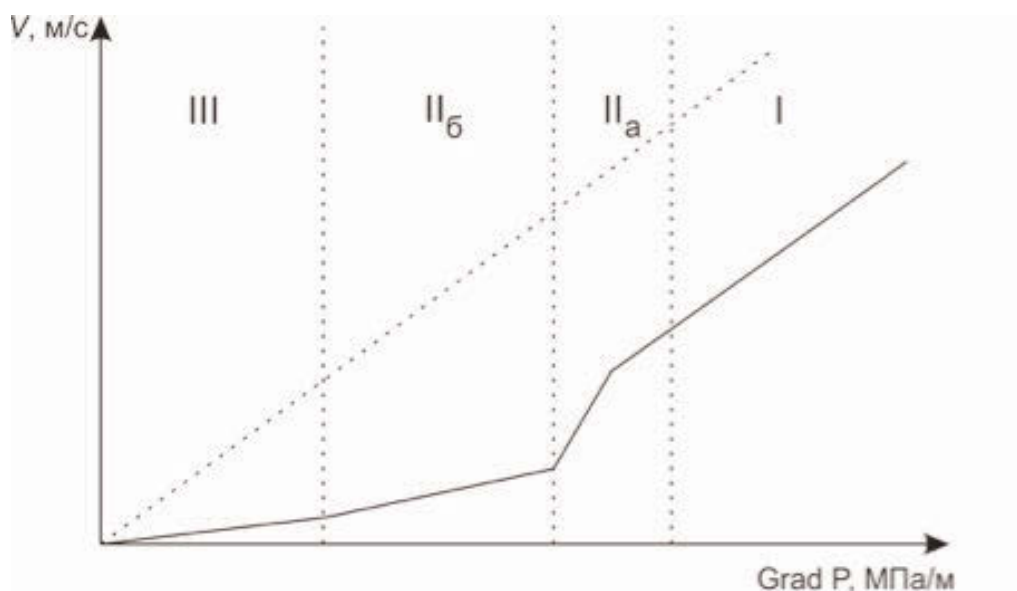


Рис. 1. Зависимость скорости фильтрации v от градиента давления $\text{grad } p$ [1]

На зависимости, представленной на рис. 1, выделены следующие зоны [1].

I – зона характеризуется фильтрацией, происходящей по закону, аналогичному закону для фильтрации неньютоновской жидкости с начальным градиентом давления

$$\bar{v} = \frac{k}{\mu} \left(1 - \frac{H}{|\text{grad} p|} \right) \text{grad} p \text{ при } |\text{grad} p| \geq H, \quad (1)$$

где v – скорость фильтрации, м/с; k – эффективная проницаемость линейной части, м²; μ – вязкость, Па·с; $\text{grad} p$ – градиент давления, Па/м; $|\text{grad} p|$ – функция, характеризующая изменение тангенса угла наклона кривой фильтрации.

IIa и IIб – зоны стационарного притока, в которых фильтрация описывается степенным законом А.А. Краснопольского

$$v^2 = \alpha |\text{grad}p|, \quad (2)$$

где α – материальная константа пористой среды, определяемая в результате обработки экспериментальных данных; $|\text{grad}p|$ – модуль вектора градиента фильтрационного давления.

Эти зоны показывают изменчивость скорости фильтрации за счет характерных переходов.

III – зона соответствующая условно линейному закону фильтрации Дарси

$$v = \alpha |\text{grad}p|. \quad (3)$$

Эта зона характеризуется низкими градиентами давления, проходит через начало координат.

На практике, в низкопроницаемых коллекторах, линейная фильтрация недостижима, так как требует создания высоких градиентов давления. В такого рода коллекторах приток флюида подчиняется степенному закону фильтрации, что графически наблюдается в зонах IIa и IIб.

Изучение нелинейной фильтрации на водо- и нефтенасыщенном керне

Для проведения фильтрационных исследований использованы натуральные образцы керна месторождения имени В.Н. Виноградова. Из коллекции кернов после подготовки и определения фильтрационно-емкостных свойств были отобраны девять образцов (табл. 1).

Таблица 1. Параметры образцов

Номер образца	$K_{п}, \%$	$k_{пр}, 10^{-3} \text{ мкм}^2$	
		для газа	для воды
1	19,95	2,2	0,60
2	22,52	6,3	2,20
3	22,93	10,3	4,27
4	21,24	3,8	0,13
5	16,59	0,8	0,01
6	17,47	2,0	0,12
7	16,23	4,6	0,02
8	17,38	0,9	0,05
9	16,17	0,7	0,02

Примечание. $K_{п}, k_{пр}$ – коэффициент соответственно пористости и проницаемости.

В основные задачи входило определение градиентов давлений при снижении объемных расходов жидкости до предельно возможных значений, при которых технические возможности лабораторного оборудования позволяли фиксировать перепады давлений и обеспечивать стабильную подачу флюида в образец. На каждом расходе фильтрация продолжалась до достижения постоянного перепада давления. Коэффициент проницаемости $k_{пр}$ рассчитывался на основе программных расчетов (при известной вязкости флюида и размерах модели пласта). Эксперименты проводились на установке исследования керна при пластовых условиях.

Градиенты давлений при различных проницаемостях изучались в диапазоне расходов от максимального 0,02 см³/мин, позволяющего определять начальные значения для линейного участка фильтрации, до 0,00005 см³/мин для выделения зоны начала нелинейных процессов.

В процессе исследований моделировались пластовые давление и температура. Исследовались единичные образцы керна диаметром 30 мм, подготовленные в соответствии со стандартными методиками. В опытах использовались рекомбинированная модель пластовой нефти и пластовая вода месторождения им. В.Н. Виноградова. Неньютоновских свойств жидкостей не обнаружено. Фильтрационные исследования на каждой модели пористой среды были разделены на два этапа: 1) однофазная фильтрация воды на водонасыщенном керне; 2) однофазная фильтрация нефти на керне с остаточной водонасыщенностью.

Для численной оценки степени различия предложено использовать следующие характерные параметры (точки) (рис. 2).

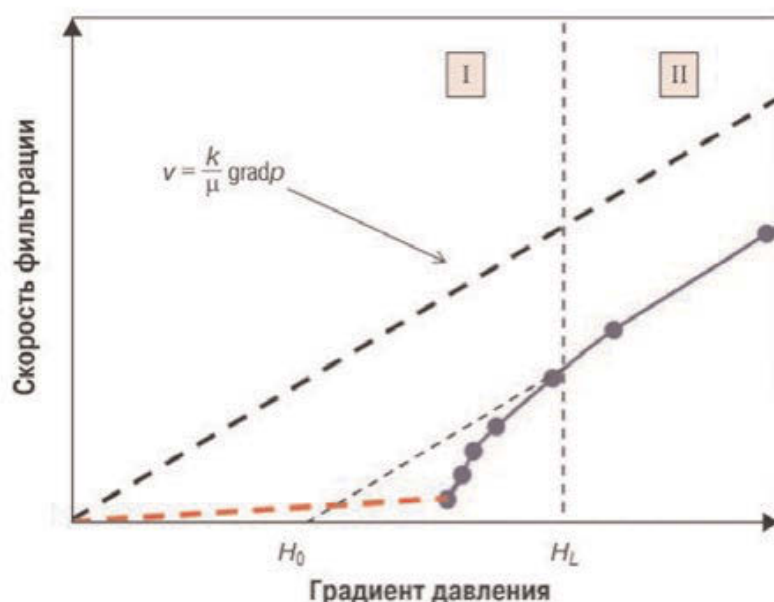


Рис. 2. Зависимость скорости фильтрации от градиента давления

1. Эффективный начальный градиент давления H_0 – точка, полученная в результате экстраполяции линейной части кривой фильтрации до пересечения с осью абсцисс (градиентов давления). Неоднократные лабораторные эксперименты, проведенные в рабочей области экспериментальной установки, подтверждают существование данной точки.

2. Эффективный предельный градиент давления H_L – выше этой точки тангенс угла наклона кривой фильтрации остается постоянным. Эта точка зафиксирована практически во всех проведенных экспериментах, однако скорости, при которых указанный эффект обнаружен, в большей части экспериментов находятся на грани технических возможностей экспериментальной установки.

Для определения начального градиента давления фильтрации пластовых флюидов (воды и нефти) на зависимости линейной скорости фильтрации от градиента давления каждого образца и соответствующего флюида выделялись участки отклонения от линейного закона Дарси. На этих участках строились касательные с экстраполяцией на ось абсцисс (градиентов давления) для получения значения H_0 (табл. 2).

Таблица 2. Результаты определения эффективного начального градиента давления при фильтрации воды и нефти

Номер образца	Проницаемость, 10^{-3} мкм ² , для		ОФП	H_0 , МПа/м	H_L , МПа/м
	газа	воды			
3	10,3	4,27 / 0,317	0,41 / 0,03	0,0008 / 0,0923	0,0067 / 0,2916
2	6,3	2,19 / 0,535	0,35 / 0,08	0,0001 / 0,032	0,0104 / 0,069738
7	4,6	0,021 / 0,007	0,0046 / 0,002	0,0396 / 2,702	0,135 / 0,020288
4	3,8	1,25 / 0,9	0,33 / 0,24	0,0048 / 0,0032	0,0076 / 0,7779
1	2,2	0,595 / 0,166	0,27 / 0,08	0,0201 / 0,0014	0,0311 / 0,7826
6	2	0,12 / 0,043	0,06 / 0,02	0,053 / 0,5666	0,09008 / 0,7859
8	0,9	0,048 / 0,0238	0,05 / 0,03	0,0739 / 0,321	0,2286 / 0,4533
5	0,8	0,012 / 0,004	0,02 / 0,01	0,1146 / 2,266	0,1655 / 2,725
9	0,7	0,022 / 0,0117	0,03 / 0,02	0,1455 / 0,6914	0,473055 / 0,2916

Примечания. 1. ОФП – относительная фазовая проницаемость (линейная часть).
2. В числителе приведены значения, полученный при фильтрации воды в образцах со 100%-ной водонасыщенностью, в знаменателе – при фильтрации нефти при остаточной водонасыщенности.

На водонасыщенных образцах отклонение фильтрации воды от линейного закона наблюдалось при скоростях менее 0,01 м/сут при соответствующих средних градиентах давлений 0,05–0,5 МПа/м; на нефтенасыщенных в процессе фильтрации газонасыщенной нефти – при скоростях и градиентах давлений, в 10 раз превышающих аналогичные показатели для воды, соответственно 0,1–0,2 м/сут и 0,5–0,6 МПа/м.

Полученные путем графической экстраполяции эффективные начальные градиенты давлений при фильтрации воды и нефти показывают, что в зонах пласта с абсолютной проницаемостью более $7-8 \cdot 10^{-3}$ мкм² течения жидкостей подчиняются линейным законам фильтрации. В зонах низких проницаемостей наблюдаются ярко выраженные нелинейные эффекты.

Наряду с проведением экспериментальных исследований выполнена серия аналитических расчетов для определения критических градиентов фильтрации.

В работе [1] приведены результаты экспериментов, демонстрирующие наличие ограниченной зоны дренирования как в районе скважины, так и в районе трещины многостадийного гидроразрыва пласта. Поэтому для повышения качества и достоверности прогноза в гидродинамической модели месторождения имени В.Н. Виноградова была учтена функция нелинейной фильтрации. В Tempest MORE это осуществлялось с помощью опции OVPG («запирающего» градиента давления) (рис. 3). Данная опция включает три параметра: множитель на поток нефти F_0 , начальный градиент давления GP_0 и предельный градиент давления GP_1 . Подвижность нефти F_0 увеличивается при достижении начального градиента GP_0 и достигает максимума при предельном GP_1 .



Рис. 3. Функция OVPG

В работе [6] предложено уравнение для определения начального градиента давления, учитывающее константу Гамакера, межмолекулярное состояние жидкости, проницаемость среды,

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{0,0018As(1-m)^2}{\alpha\rho gk}, \quad (4)$$

где A – константа Гамакера, Дж; s – удельная поверхность частиц; m – пористость среды; α – межмолекулярные расстояния в жидкости, м; ρ – плотность фильтрующего флюида, кг/м³; k – проницаемость среды, м².

С использованием уравнения (4) путем варьирования абсолютной газопрооницаемостью получена зависимость начального градиента от абсолютной проницаемости (рис. 4). Поскольку нефтенасыщенность пласта составляет 0,38 %, выполнен пересчет начального градиента фильтрации с учетом ОФП для нефти.

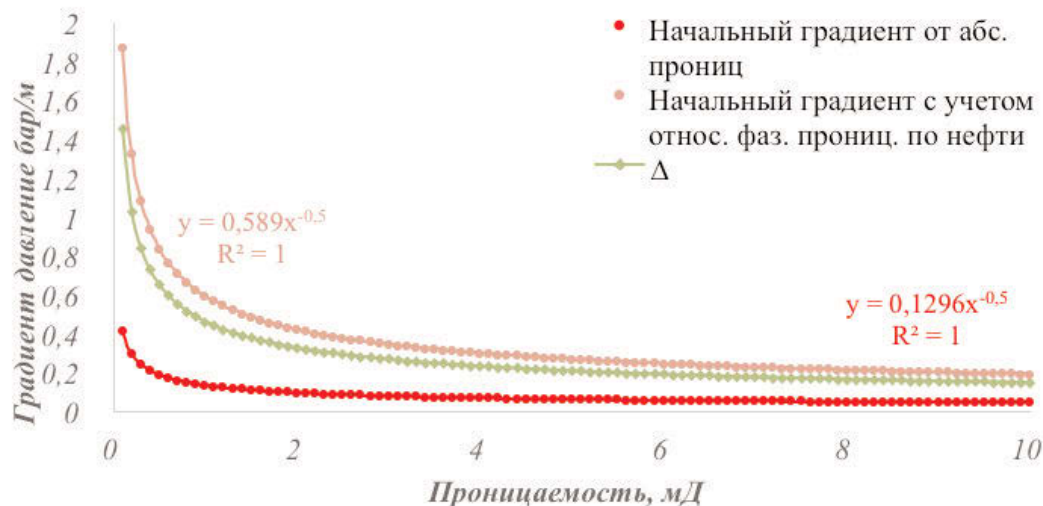


Рис. 4. Определение начального градиента фильтрации с учетом и без учета абсолютной фазовой проницаемости

Предельные градиенты фильтрации (рис. 5) рассчитаны по формуле [7, 8]

$$\frac{\Delta p}{L} = \frac{12 \cdot 10^{-5} \rho d_3^2}{mk^{2/3}} v_{кр}^2, \quad (5)$$

где $v_{кр}$ – критическая скорость фильтрации; d_3 – эффективный диаметр песчинок м.

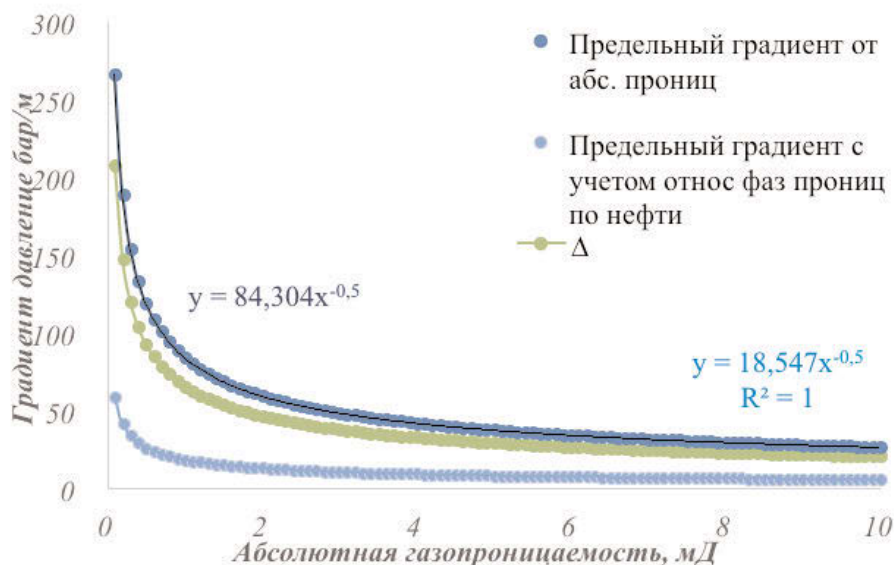


Рис. 5. Определение предельного градиента фильтрации с использованием абсолютной газопрооницаемости и поправки, учитывающей относительную фазовую проницаемость

С использованием аналитических и экспериментальных зависимостей проведена адаптация гидродинамической модели участка месторождения имени В.Н. Виноградова. Результаты адаптации представлены на рис. 6.

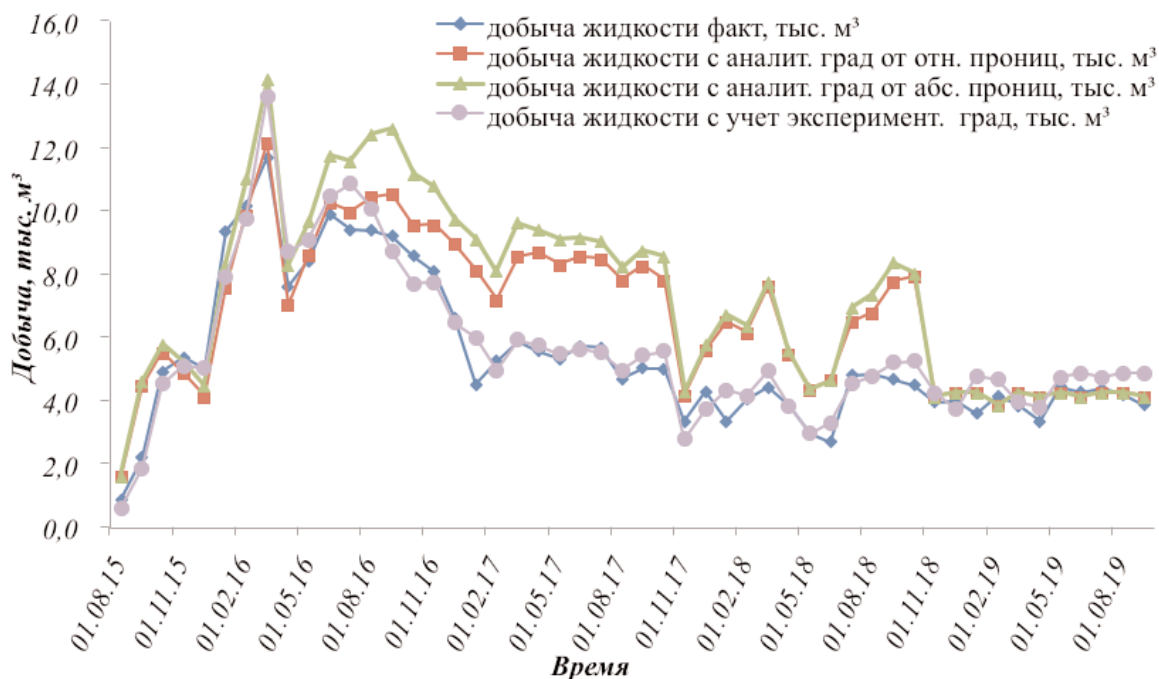


Рис 6. Результаты адаптации гидродинамической модели модели

Аналитическая и экспериментальная зависимости позволили адаптировать имеющуюся историю разработки участка, однако в результате использования аналитической зависимости без учета поправки, учитывающей ОФП, получена меньшая добыча жидкости, чем фактическая. Использование результатов аналитических расчетов с поправкой дало возможность довольно точно воспроизвести историю работы скважин.

Выводы

1. Использование функции OVRG позволило улучшить качество адаптации гидродинамической модели месторождения им. В.Н. Виноградова.
2. Эффективные начальные градиенты давлений, полученные в результате проведенных экспериментов при фильтрации флюидов, показали, что в зонах пласта с абсолютной проницаемостью выше $(5-8) \cdot 10^{-3}$ мкм² течения жидкостей подчиняются линейным законам фильтрации. В зонах низких проницаемостей наблюдаются ярко выраженные нелинейные эффекты.
3. Использование аналитических зависимостей для расчета критических градиентов фильтрации позволило выполнить адаптацию модели к истории разработки.

Список литературы

1. *Нелинейная* фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация лабораторных исследований керна Приобского месторождения / В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских и др. // Научно-технический вестник «НК «Роснефть» – 2013. – Т. 2. – № 31. – С. 8–12.
2. *Нелинейная* фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Влияние на технологические показатели разработки месторождения / В.А. Байков, Р.Р. Галеев, А.В. Колонских и др. // Научно-технический вестник «НК «Роснефть». – 2013. – Т. 2. – Вып. 31. – С.17–19.
3. *Нестационарная* фильтрация в сверхнизкопроницаемых коллекторах при низких градиентах давлений / В.А. Байков, А.В. Колонских, А.К. Макастров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 52–56.
4. *Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С.* Моделирование притока жидкости к скважинам в низкопроницаемых коллекторах с учетом нелинейной фильтрации // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 54–58.
5. *Шевченко О.Н.* Определение значений критических градиентов давления и скорости фильтрации неньютоновской жидкости // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – № 3(45), ч. 2. – С. 120–124.
6. *Чилингар Г.В., Еременко Н.А., Арье А.Г.* Аномально высокие пластовые давления в природных геофлюидодинамических системах // Геология нефти и газа. – 1997. – № 5. – С. 19–27.
7. *Шевченко О.Н.* Особенности процесса многофазной фильтрации в условиях нарушения линейного закона Дарси // Успехи современной науки. – 2016. – № 2. – С. 52–56.
8. *Шевченко О.Н.* Определение критических значений скоростей фильтрации в условиях нарушения закона Дарси // Успехи современной науки и образования. – 2016. – № 2. – С. 140–145.