

УДК 532.575.5:622.276:622.276.34: 622.276.344: 681.5.033-047.36

Геолого-промысловое обоснование регулирования разработки Южно-Выинтойского месторождения на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин

Geological and Field Justification of Yuzhno-Vyintoyskoye Field Development Process at the Basis of Dynamic Marker Monitoring in Horizontal Wells

М.Р. Дулкарнаев, к.т.н.
/ТПП «Повхнефтегаз»,
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», г. Когалым
Тел. +7 346 676-40-02
ws@lukoil.com/

А.Ю. Каташов
alexander.katashov@geosplit.ru

К.Н. Овчинников
kirill.ovchinnikov@geosplit.ru

Е.А. Малявко
evgeny.malyavko@geosplit.ru

А.В. Буянов
anton.buianov@geosplit.ru
/ООО «ГеоСплит», г. Москва
Тел. +7 (495) 280-1-006/

Ю.А. Котенев, д.т.н.
Ш.Х. Султанов, д.т.н.
А.В. Чибисов, к.т.н.
Д.Ю. Чудинова, к.г.-м.н.
/ФГБОУ ВО УГНТУ, г. Уфа
Тел.+7 (347) 242-03-70, info@rusoil.net/

M.R. Dulkarnaev, PhD
/"Povkhneftegas TPP "LUKOIL-Western
Siberia" LLC, Kogalym/
A.Yu. Katashov, K.N. Ovchinnikov
E.A. Malyavko, A.V. Buyanov
/"Geosplit" LLC, Moscow/
Yu.A. Kotenev, DSc
Sh.Kh. Sultanov, DSc
A.V. Chibisov, PhD, D.Yu. Chudinov, PhD
/ FGBOU VO UGNTU, Ufa/

Впервые предложена комплексная стратегия геолого-промыслового обоснования регулирования разработки на основе данных динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин на примере Южно-Выинтойского месторождения. По результатам выполнения проекта получены, обоснованы и приняты к внедрению практические рекомендации по повышению эффективности системы разработки, что позволит достичь стабильной динамики показателей разработки, увеличить коэффициенты охвата вытеснением по площади и разрезу пласта, вовлечь в разработку ранее не дренируемые области запасов.

Ключевые слова: разработка месторождений, геолого-промысловый анализ, гидродинамическое моделирование, динамический маркерный мониторинг, квантовые маркеры-репортеры, горизонтальные скважины.

The group of authors had proposed for the first time an integrated strategy of field exploration and production to justify field development process at the basis of dynamic marker monitoring data in horizontal wells of Yuzhno-Vyintoyskoye field. Based on the results of the Project practical recommendations to increase the efficiency of the field development system were obtained, justified and adopted for implementation. This will allow achieving stable dynamics in development indices, increasing reservoir sweep factor of the flooding process by area and reservoir cross-section and involving previously non-drained areas of reserves into reserve development process.

Key words: feld development, geological and field analysis, hydro-dynamic modeling, dynamic marker monitoring, quantum reporting markers, horizontal wells.

Обеспечение рентабельной и эффективной разработки нефтегазовых активов играет особую роль в новых экономических реалиях, связанных с нестабильностью ситуации в мировой нефтегазовой индустрии.

Ключевая цель при реализации эффективной разработки месторождений, в том числе с учетом трудноизвлекаемых запасов, сводится к увеличению нефтеотдачи. При планировании комплекса разработки, геолого-технических мероприятий и исследований важ-

но опираться на стратегию, позволяющую успешно преодолевать геологические и технологические вызовы, стоящие перед компаниями-недропользователями.

В рамках данного проекта реализована одна из инициатив, касающаяся геолого-промыслового обоснования регулирования разработки участка пласта БВ7 Южно-Выинтойского месторождения на основе данных динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин и гидродинамического моделирования.

ЗАДАЧИ И ВЫЗОВЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ В ПРОЦЕССЕ РЕАЛИЗАЦИИ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ ЮЖНО-ВЫИНТОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пласт БВ7 Южно-Выинтойского месторождения характеризуется сложным геологическим строением клинообразной формы, низкой проницаемостью, высокой расчлененностью и глинистостью, низкой долей коллектора, наличием обширной водонефтяной зоны с высоким (40–60 %) хаотичным водонасыщением. Продуктивный горизонт представлен глинистыми песчаниками, переслаивающимися с глинами и алевролитами, с наличием литологических замещений.

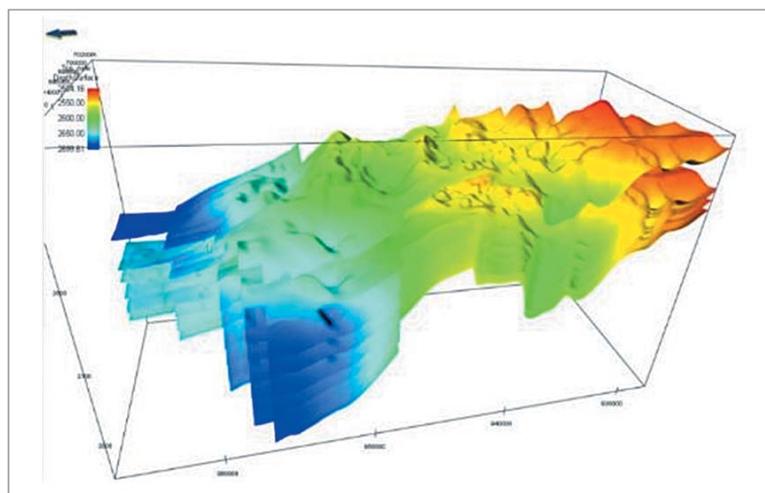
Структура и текущее состояние фонда скважин на исследуемом участке пласта представлены в **таблице**, трехмерный вид исходных геологической и гидродинамической моделей – **на рис. 1**.

Основными вызовами при разработке данного участка являются:

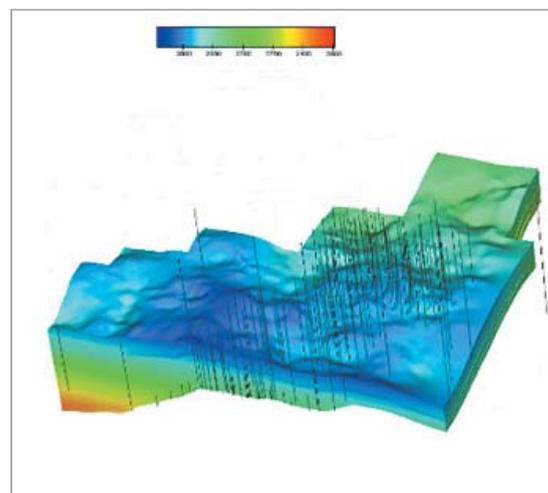
- высокая обводненность скважин, в том числе в начальном периоде при освоении после ГРП;
- снижение дебитов нефти по причине ухудшения энергетического состояния пласта в зонах отбора;
- взаимовлияние/интерференция между добывающими

Структура и текущее состояние фонда скважин на исследуемом участке пласта

Параметры	Исследуемый участок (по состоянию на 2020 г.)
Действующий фонд добывающих скважин	22
Средний дебит по жидкости, т/сут	43,43
Средний дебит по нефти, т/сут	11,52
Обводненность, %	62,8
Пластовое давление, МПа	21,56
Забойное давление, МПа	10,39
Действующий фонд нагнетательных скважин	8
Средняя приемистость одной скважины, м ³ /сут	71,7
Среднее давление на устье, МПа	28



а



б

Рис. 1. Трехмерный вид исходных геологической (а) и гидродинамической (б) моделей

горизонтальными скважинами в условиях отсутствия должной компенсации отборов закачкой.

В целом участок пласта характеризуется недостаточно равномерной выработкой запасов. На текущем этапе выработка происходит при опережающем характере обводнения, что является ключевой проблемой в плане совершенствования системы разработки [8–11].

Для выполнения поставленных целей на месторождении применена технология динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин, заключающаяся в закачке маркированного проппанта в горизонтальных добывающих скважинах при многостадийном гидроразрыве пласта (МГРП) и последующем изучении профиля и состава притока по горизонтальным стволам в режиме долгосрочного мониторинга. Данное технологическое решение предусматривает отказ от спуска в горизонтальные стволы макрообъектов (гибкая насосно-компрессорная труба (ГНКТ), комплексы промыслово-геофизических исследований (ПГИ)) и применение микрообъектов – квантовых маркеров-репортеров (рис. 2), являющихся высокоточными индикатора-

ми притока и позволяющих получать поток информации о работе горизонтальных скважин без внутрискважинных операций в течение нескольких лет [1].

Технология применена при комплексном подходе, заключающемся в ковровом покрытии со 100%-м охватом скважин маркерной диагностикой, анализе всей имеющейся геолого-технической информации, полученной в ходе мониторинга, и реализации концепции системной поддержки принятия решений [2].

МЕТОДОЛОГИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОГО ОБОСНОВАНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НА ОСНОВЕ ДИНАМИЧЕСКОГО МАРКЕРНОГО МОНИТОРИНГА СКВАЖИН

В ходе проекта были выполнены следующие работы (рис. 3):

- Уточнение геологического строения участка пласта:

- актуализация геологической и гидродинамической модели, в том числе на основе оценки профиля и состава притока в горизонтальных скважинах;

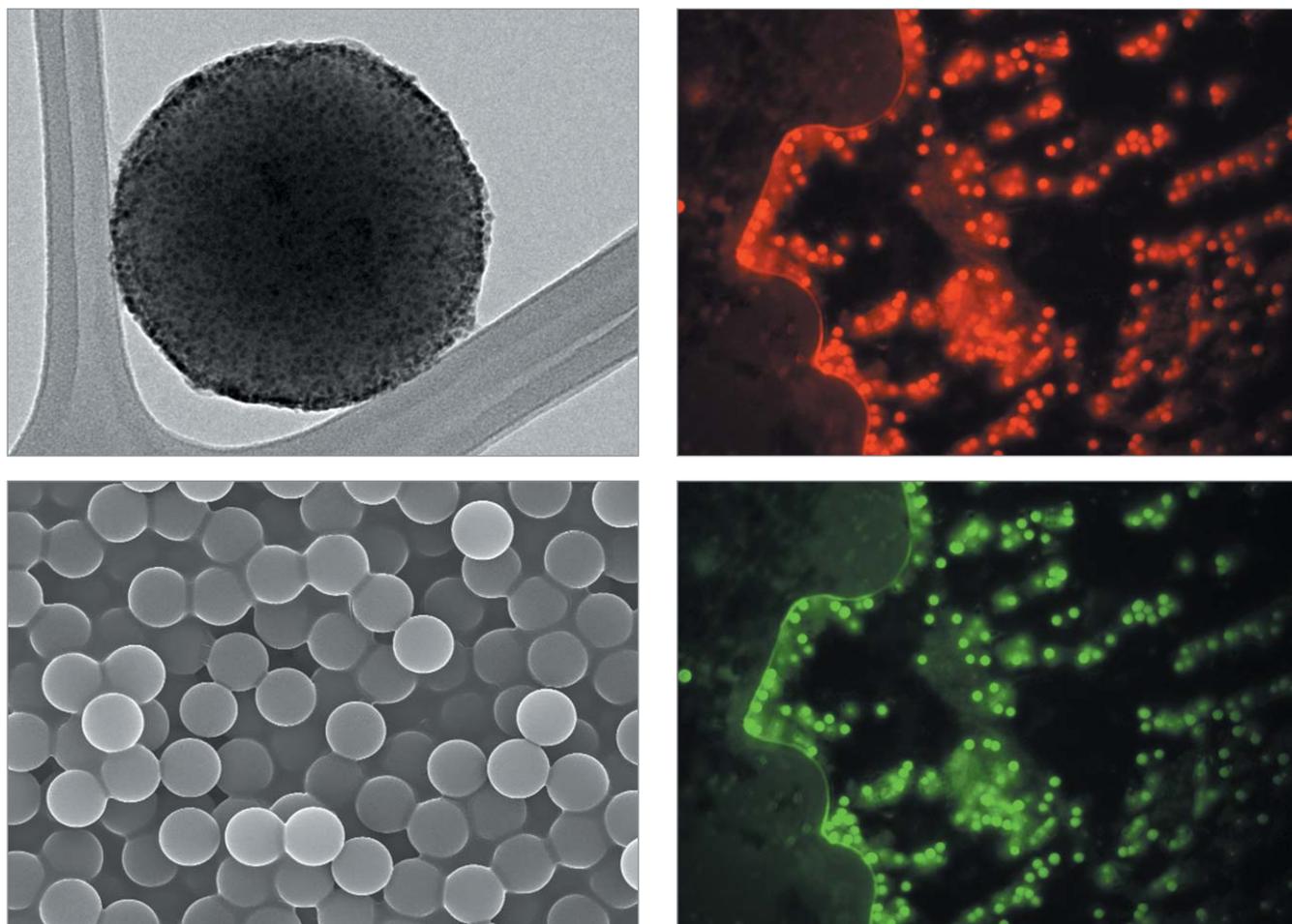


Рис. 2. Квантовые маркеры-репортеры как носитель сигнала о профиле и составе притока по горизонтальному стволу

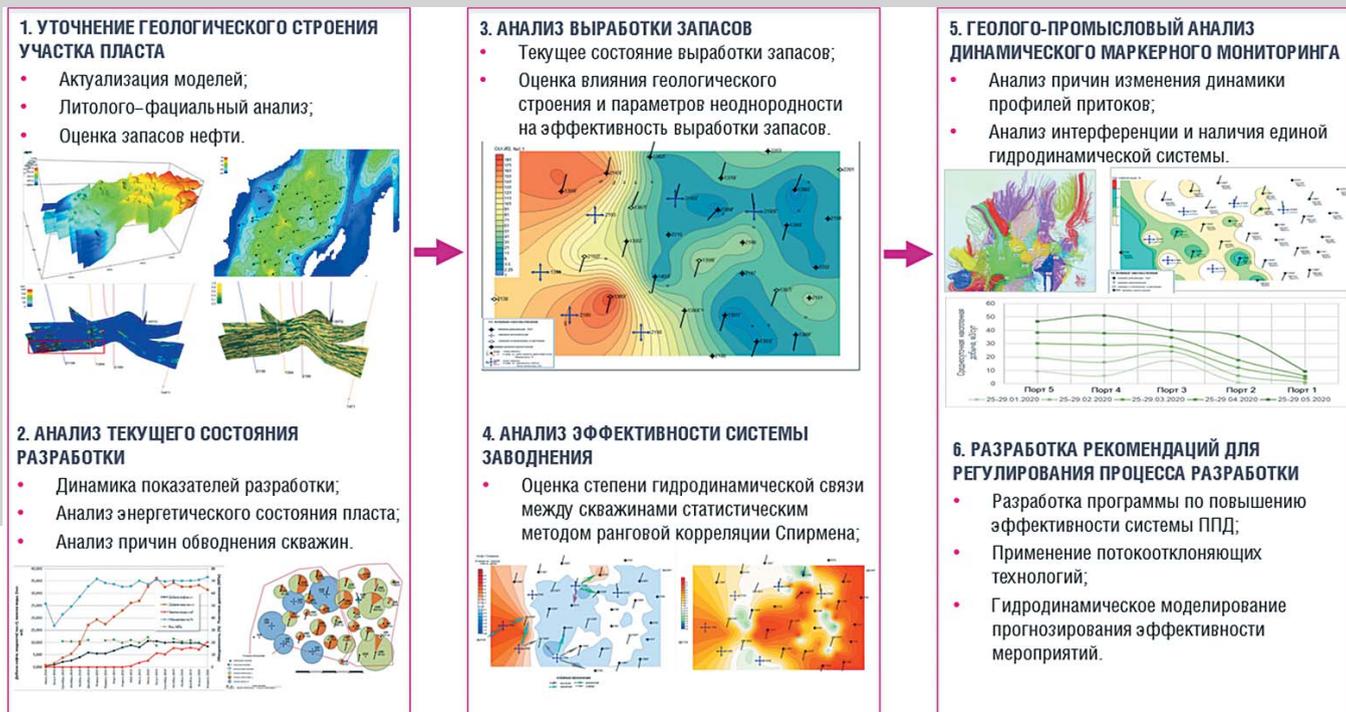


Рис. 3. Методология геолого-промыслового обоснования регулирования разработки на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин

- литолого-фациальный анализ;
- оценка запасов нефти.
- Анализ текущего состояния разработки:
 - анализ динамики показателей разработки и текущего состояния фонда скважин;
 - анализ энергетического состояния пласта;
 - анализ причин низких дебитов и обводнения скважин.
- Анализ выработки запасов.
- Анализ эффективности системы заводнения с оценкой гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами.
- Геолого-промысловый анализ результатов динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин:
 - анализ причин изменения динамики профиля притока;
 - анализ интерференции и единой гидродинамической системы.
- Разработка программы работ по повышению эффективности системы ППД.
- Гидродинамическое моделирование процесса вытеснения на основе технологии выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах с прогнозом и обоснованием показателей технологической эффективности.

При выполнении проекта были уточнены секторные модели пласта, построены карты текущей и накопленной обводненности, текущих и накопленных значений водонефтяного фактора (ВНФ), проведен анализ интерференции скважин статистическим методом ранговой корреляции Спирмена, по актуализированной гидродинамической модели построены линии тока с целью анализа интерференции скважин и др. [3–5].

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ

Анализ причин высокого уровня обводненности на участке пласта позволил выявить три группы скважин:

- Скважины с изначально высокой обводненностью после МГРП.

Рост обводненности, отмеченный на раннем этапе на ряде горизонтальных скважин, мог быть получен за счет приобщения водоносных пропластков после проведения МГРП. Не исключена возможность перетока вод из вышележащего водоносного пласта БВ6.

- В скважинах, где рост обводненности наблюдался в период их эксплуатации за счет интенсификации процесса дренирования по трещине водонефтенасыщенных интервалов, созданные трещины могли

стать причиной гидродинамической связи между нефтяными и водонефтенасыщенными пропластками.

Представление о распределении источников обводнения было получено на основе анализа площадного изменения характера динамики обводнения по площади участка. Наиболее высокие значения приведенного водонефтяного фактора и быстрые темпы снижения дебитов указывают на то, что вероятным источником обводнения являются контурные или подошвенные воды.

■ В скважинах, имеющих низкие значения накопленного водонефтяного фактора, в качестве наиболее вероятного источника обводнения рассматривались прорывы закачиваемых вод по высокопроницаемым интервалам.

Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов показал, что участок пласта БВ7 характеризуется недостаточно равномерной степенью выработки запасов, что обусловлено, в первую очередь, недостаточным охватом заводнения по площади участка.

На основе анализа эффективности системы ППД была получена информация о степени влияния закачки на отборы по отдельным участкам заводнения, с учетом которой определены участки заводнения для проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости (ВПП) [6, 7] с целью повышения охвата пласта воздействием при заводнении по разрезу и снижения обводненности добывающих скважин (рис. 4).

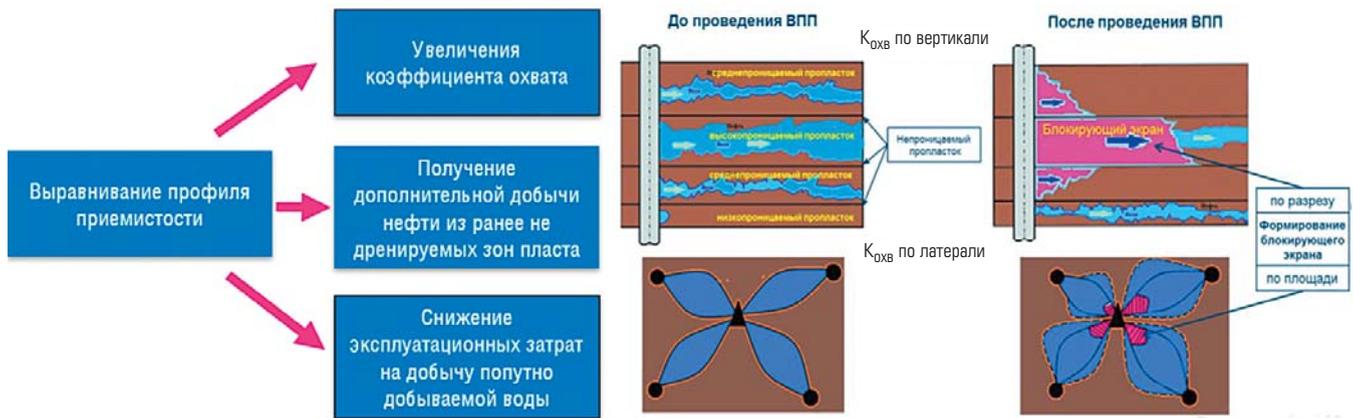


Рис. 4. Механизм выравнивания профиля приемистости

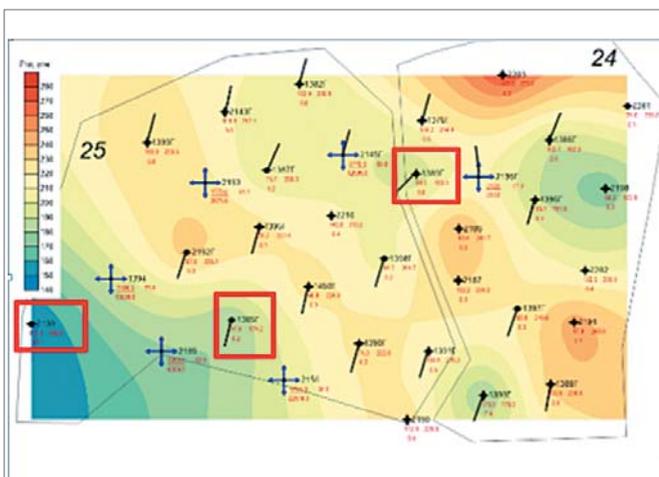


Рис. 5. Эффект от проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин

Согласно расчетам и дополнительному гидродинамическому моделированию процесса вытеснения с применением технологии ВПП в нагнетательных скважинах, суммарная прогнозная дополнительная добыча от данного мероприятия составит не менее 1 900 т, ожидаемая продолжительность эффекта – не менее 8 месяцев, снижение обводненности по ряду скважин – не менее чем на 20 % (рис. 5).

В целом на основе проведенного анализа были разработаны и обоснованы следующие мероприятия по регулированию системы разработки:

- изменение режимов эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин по всему участку пласта (снижение/повышение забойного давления и приемистости);
- изменение направления фильтрационных потоков путем блокирования водопродводящих высокопроницаемых интервалов в неоднородных пластах за счет закачки;
- создание на участке дополнительных очагов заводнения с целью повышения площадного охвата пласта воздействием;
- уплотнение сетки скважин с целью интенсификации разработки остаточных запасов;
- воздействие на призабойную зону скважин для увеличения притока нефти из отдельных пропластков (ОПЗ глинокислотными составами).

Вышеуказанные рекомендации приняты к внедрению в 2020–2021 гг.

ВЫВОДЫ

В ходе реализации проекта было изучено геологическое строение участка пласта, выполнены расчет и картирование геологических параметров, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и показателей неоднородности, изучен характер распределения продуктивных пластов по площади участка и по разрезу, проанализированы причины изменения динамики профилей притоков, проведен анализ интерференции и наличия единой гидродинамической системы.

Первостепенное внимание в работе уделено выяснению степени охвата разработкой отдельных зон участка, продуктивных пластов и прослоев. Эта задача была решена с помощью качественной и количественной оценки состояния выработки запасов нефти.

Представленный комплекс сформированных рекомендаций по регулированию системы разработки принят к внедрению, что позволит достичь стабильной динамики показателей разработки, увеличить коэффициенты охвата вытеснением по площади и разрезу пласта, вовлечь в разработку ранее не дренируемые области запасов.

Литература

1. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения / М.Д. Дулкарнаев, К.Н. Овчинников, К.М. Сапрыкина, Е.А. Малякко // Инженерная практика. – 2018. – № 11. – С. 40–47.
2. О технологии маркерного мониторинга горизонтальных скважин / М. Дулкарнаев, А. Гурьянов, А. Каташов, К. Овчинников, В. Лисс, Е. Малякко // Нефтегазовая вертикаль. – 2020. – № 9–10 (май). – С. 99–103.
3. Основы гидродинамического моделирования нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие / Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, А.П. Чижов, А.В. Чибисов – Уфа: Нефтегазовое дело, 2010.
4. Методическое пособие Roxar «Моделирование МУН и ГТМ», 2018. – 114 с.
5. Tempest More 7.0. Руководство пользователя, 2013. – 1655 с.
6. Полимерное заводнение // Вестник Roxar. – 2017. – № 027 (041).
7. Применение современных методов выравнивания профиля приемистости и притока на основе закачки полимерных систем / А.С. Шишлов, Р.Х. Усманов, М.А. Азаматов, Н.В. Кудлаева // Георесурсы. – 2010. – № 1 (33).
8. Методические основы планирования и организации интенсивных систем заводнения (на примере пластов Ватьеганского и Тевлинско-Рускинского месторождений) / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Л.С. Бриллиант, Д.Ю. Чудинова // НТЖ «Экспозиция. Нефть. Газ». – 2016. – № 3 (49). – С. 38–41.
9. Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводненности пласта БВ8 Повховского месторождения / А.С. Валеев, М.Р. Дулкарнаев, Ф.С. Салимов, А.В. Бухаров, Ю.А. Котенев // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2014. – № 6. – С. 154–174.
10. Повышение эффективности разработки месторождений в условиях высокой обводненности пласта по технологии двухэтапного управляемого гидроразрыва на примере пласта БВ8 Повховского месторождения / М.Р. Дулкарнаев, А.С. Валеев, М.В. Чертенков, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов // НТЖ «Нефтегазовое дело». – Т 13. – 2015. – № 3. – С. 43–48.
11. Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенев, В.Е. Андреев, А.П. Стабинскас, И.В. Грехов // Георесурсы. – 2012. – № 3(45). – С. 40–43.