

УДК 622.276.04, 622.276.26-98, 622.276.435
МРНТИ 38.53.21, 38.01.13, 52.47

ЗАКАЧКА ВОДЫ В ГАЗОВУЮ ШАПКУ: МОДИФИКАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ В УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФА

Е.Ю. Подчувалова, Д.В. Поляков, Р.Р. Шафиков

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

В статье представлены результаты научно-исследовательской работы по подготовке решения по закачке воды в газовую шапку на месторождении, расположенном на шельфе Каспийского моря. Выявлен практически значимый подход, разработаны концепция и необходимые условия для закачки воды в газовую шапку. Выполнен анализ влияния закачки воды в газовую шапку на скважины окружения. Сформирована программа по мониторингу эффективности закачки воды.

Ключевые слова: морское месторождение, газовая шапка, система закачки.

Введение

Разработка нефтегазовых залежей с тонкой нефтяной оторочкой связана с риском смещения межфлюидальных контактов за счет отбора прорывного газа газовой шапки и снижения давления в ней при низкой компенсации отборов обратной закачкой. При этом значительные объемы подвижной нефти мигрируют в газовую шапку, что приводит к безвозвратным потерям извлекаемых запасов [1].

Данная работа посвящена комплексному подходу к оценке возможности и целесообразности трансформации системы поддержания пластового давления на залежи морского месторождения с тонкой нефтяной оторочкой. Цель реализуемого подхода – нивелирование накопленной недокомпенсации отборов прорывного газа обратной закачкой.

Технологическая эффективность предложенного варианта выражается в увеличении накопленной добычи жидких углеводородов (далее – УВ) и обусловлена возможностью увеличения отборов жидкости по залежи и перераспределением законтурной закачки по разрезу за счет частичного переноса закачки воды в газовую шапку. При этом появляется перспектива дополнительной монетизации прорывного газа при неполном возврате его в пласт без снижения пластового давления.

Постановка задачи модификации системы поддержания пластового давления

Цель работы – оценка использования на месторождении практически применимого и целесообразного способа поддер-

жания пластового давления в эксплуатационном объекте, сложенном неокомскими песчаниками, в условиях недокомпенсации отборов углеводородов обратной закачкой газа.

Движение нефти по пласту к добывающей скважине осуществляется за счет перепада давления, т.е. давление внутри пласта должно превышать давление у забоя скважины. В начале добычных работ на месторождениях нефти давления в пласте вполне достаточно для успешного процесса добычи, но со временем пластовое давление уменьшается, что вынуждает недропользователей производить ряд мероприятий для восстановления нужного баланса давления [2]. Существует 3 основных способа разработки месторождений нефти и газа в зависимости от источника восполнения энергии пласта.

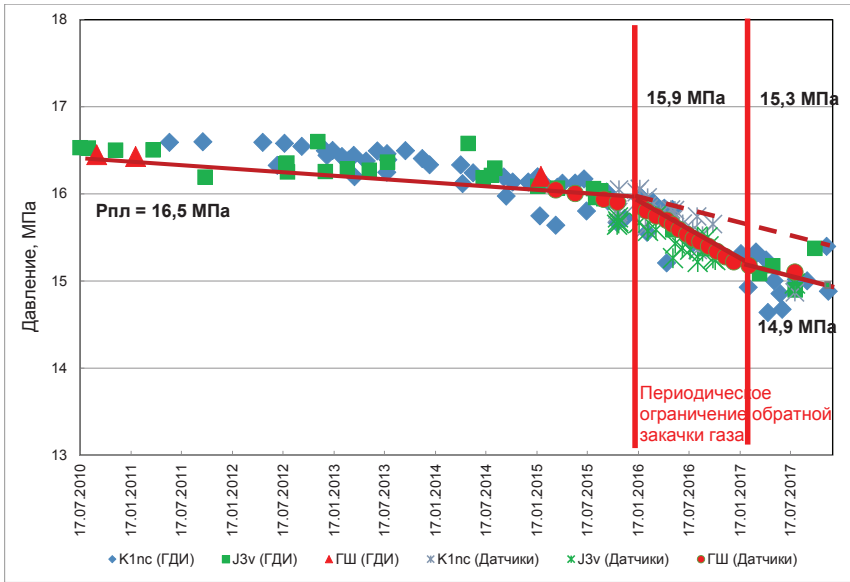
Вторичные способы разработки основаны на извлечении нефти путем восполнения её пластовой энергии при помощи специальных технологических решений. К вторичному методу относится закачка воды в пласт и закачка газа в газовую шапку.

На месторождении, являющемся объектом исследования, реализована система разработки тонкой нефтяной оторочки толщиной порядка 15 протяженных горизонтальных скважин с поддержанием пластового давления приконтурной закачкой воды и обратной закачкой газа в пласт (объем газовой шапки залежи превышает эффективный объем оторочки в 2,5 раза). Существенное ограничение объемов обратной закачки газа в течение одного года эксплуатации залежи в историческом периоде привело к ускоренному падению

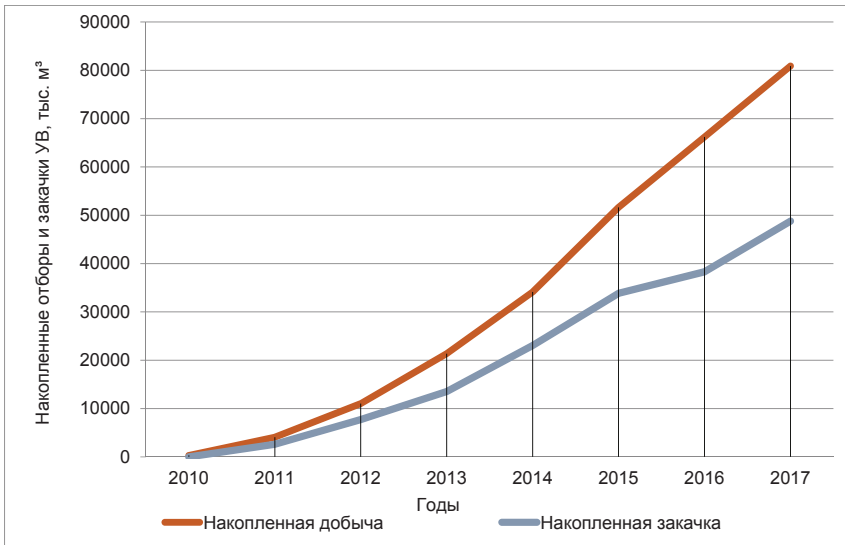
пластового давления в газовой шапке (рис. 1.). В последующие годы темп снижения пластового давления несколько снизился, однако последствия накопившейся недокомпенсации отборов имеют в большинстве своем необратимый характер.

Дальнейшее снижение пластового давления даже при возвращении компен-

сации отборов газа обратной закачкой до уровня 85–90% в газовой шапке усугубляют негативные последствия (рост обводненности продукции, выбытие скважин в связи с предельным обводнением, деформация межфлюидальных контактов) перехода от газонапорного режима дренирования к водонапорному.



а)



б)

Рисунок 1. Состояние объекта разработки во время проведения работ по закачке воды в газovou шапку

- а) динамика пластового давления (красным выделено давление в газовой шапке);
б) динамика накопленной добычи и накопленной закачки

Основные негативные последствия заключаются в следующем:

- внедрение значительных объемов подвижной нефти в газовую шапку и, как следствие, безвозвратные потери извлекаемых запасов;
- увеличение объемов попутно добываемой воды, проблемы её утилизации и необходимость бурения дополнительных водопоглощающих скважин.

Накопленная компенсация отборов закачкой на дату начала работы составляла около 70%. В то же время наблюдался дисбаланс объемов отборов и закачки на отдельных участках залежи. Так, объем добычи нефти и жидкости из скважин центральной части залежи систематически снижается после достижения максимального уровня отборов в историческом периоде, при этом уровень закачки воды в приконтурный участок этой зоны постоянно увеличивается.

Одним из решений по исключению рисков в сложившейся ситуации является вопрос о перераспределении закачки воды по площади и объему залежи, что в свою очередь позволит снизить объем непроизводительной закачки.

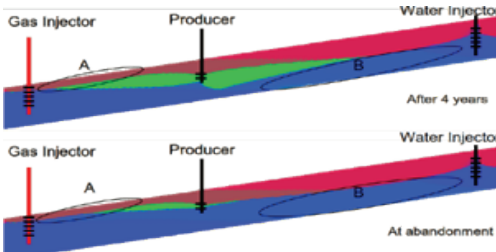
Опыт реализации ППД закачкой воды в газовую шапку

Проведен и выполнен литературный обзор материалов научно-практических конференций и статей в профильных научных изданиях по изучению опыта разработки месторождений с тонкими нефтяными оторочками:

- более 20 месторождений на суше (широкий охват регионов – Западная и Восточная Сибирь, Урал-Поволжье, Европа, Средняя и Юго-Восточная Азия, Африка, Центральная Америка);
- 4 месторождения-аналога на шельфе (Индонезия, Тринидад, Китай, Норвегия);
- 3 месторождения (рис. 2) с опытом реализации системы воздействия закачкой воды в газовую шапку в качестве метода довыработки запасов нефти. На месторождениях Галтоп (Норвегия), Самаранг (Малайзия), Прадхо-Бэй (США).

При этом типичные для морских месторождений условия, связанные с ограниченностью точек разбуривания, более низкой изученностью на момент ввода в промышленную эксплуатацию и высокими требованиями системы сбора и транспорта, накладывают отпечаток на системы разработки морских месторождений.

Движение нефти при одновременной закачке газа в нижнюю часть залежи и воды в верхнюю (м. Галтоп)



Реализация механизма GASWAG (м. Самаранг)

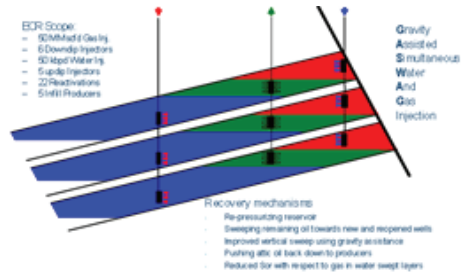


Схема изменения распределения флюидов в залежи (м. Прадхо-Бэй)

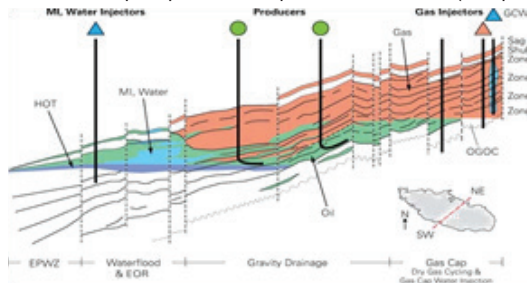


Рисунок 2. Опыт реализации системы воздействия закачкой воды в газовую шапку в качестве метода довыработки запасов нефти на м. Галтоп (Норвегия), Самаранг (Малайзия), Прадхо-Бэй (США) [3]

Оценка возможности реализации метода и его рисков

На исследуемом месторождении основной реализовавшийся риск разработки связан со смещением межфлюидальных контактов за счет отбора прорывного газа и снижения давления в газовой шапке при низкой компенсации отборов закачкой. Для рассмотрения предложена технология перераспределения закачки воды из законтурной области в газовую шапку для стабилизации пластового давления.

На основе анализа исторических данных по объему обратной закачки газа и степени загрузки компрессоров высокого давления проведена оценка требуемого объема закачиваемой воды для обеспечения заполнения невозобновляемых объемов пластового газа, которые не обеспечиваются обратной закачкой газа.

По вероятностным расчетам на геолого-технологической модели при сохранении текущей системы разработки необходимость в дополнительных источниках поддержания пластового давления будет сохраняться до 2025–2026 гг.

На этапе оценки возможности выполнено несколько вариантов расчетов закачки воды в газовую шапку на постоянно действующей геолого-технологической модели, определен комплекс необходимых исследований керна для снижения неопределенности при расчетах, согласована программа лабораторных исследований керна.

Для определения фильтрационно-емкостных свойств и моделирования остаточной водонасыщенности пласта 149 образцов керна были переданы в лабораторию фильтрационных исследований.

Повысить эффективность поддержания пластового давления в газовой шапке можно, обеспечив преимущественно латеральную фильтрацию закачиваемой воды. Одним из способов решения задачи является использование мелкодисперсной водогазовой смеси (далее – МВГС) для снижения вертикальной проницаемости пород в зоне нагнетания воды.

Выполнено 7 опытов на составных образцах по определению гистерезиса относительных фазовых проницаемостей в системе фильтрации «газ-вода», в т.ч. 5 опытов для образцов параллельно напластованию и 2 – для образцов перпендикулярно напластованию.

Из полученных результатов следует, что за счёт снижения вертикальной проницаемости оторочками МВГС потребуется использовать водогазовые смеси с разной степенью дисперсности. Это повысит эффективность компенсации отборов газа закачкой воды в газовую шапку и создаст условия для латеральности движения фронта.

Исходя из выполненных расчетов, сформированы следующие рекомендации по реализации опытно-промышленной закачки воды в газовую шапку:

1. Перевод скважины в купольной части залежи под закачку воды в интервалы коллектора наиболее проницаемой верхней части разреза. Ожидаемая первоначальная приёмистость составит 3800 м³/сут воды при устьевом давлении 95 бар.

2. Сокращение закачки воды в нагнетательные скважины (реализуемое приконтурное заводнение).

3. Компенсацию отборов прорывного газа обратной закачкой газа в газонагнетательные скважины на период закачки воды в купольную часть газовой шапки определить на уровне 90–95%, компенсация закачкой воды составит при текущих годовых отборах 8–10%; таким образом, резерв добываемого газа составит до 0,3 млн м³/сут газа, что позволит использовать дополнительные объемы на собственные нужды или поставлять внешним потребителям.

В связи с эффективностью МВГС для формирования низкопроницаемых барьеров только в средне- и низкопроницаемых коллекторах заводненной части пласта применение их на начальном этапе при закачке воды в газовую шапку не представляется актуальным. Рекомендуется рассмотреть данный тип вытесняющего агента для закачки в обводнившиеся добывающие скважины для снижения скорости смещения водонефтяного контакта вверх.

Добыча нефти будет определяться возможностями по утилизации воды. Основной эффект от закачки воды в газовую шапку обусловлен возможностью роста отборов жидкости в связи с увеличением количества нагнетательных скважин.

Ожидаемая эффективность и риски реализации

По результатам вероятностного моделирования и учета возможных рисков при закачке воды в газовую шапку в купол

залежи в горизонте 10 лет не ожидается внедрения закачиваемой воды в нефтяную оторочку, хотя в долгосрочной перспективе вода внедрится в нефтяную оторочку на южном склоне. Использование поточкотключающих технологий не требуется.

При циклических обработках, закачках оторочек и пр. на время закачки газа придётся ограничить отборы жидкости, что приведет к снижению технологического эффекта от закачки воды в шапку.

При расширении системы закачки воды в газовую шапку переключением других газонагнетательных скважин под закачку воды в газовую шапку заметного

изменения показателей добычи нефти не ожидается. Такой подход может быть рекомендован в случае необходимости поставок газа внешним потребителям в объёме до 0,9 млн м³/сут газа.

Прогнозируется, что начало опытно-промышленных работ (далее – ОПР) по закачке воды в газовую шапку приведет к снижению темпов роста обводнения краевых скважин из-за прекращения закачки воды в приконтурную зону пласта.

На рис. 3 показано предполагаемое распределение воды через 2 года после начала работ в подошве наиболее проницаемой части пласта.

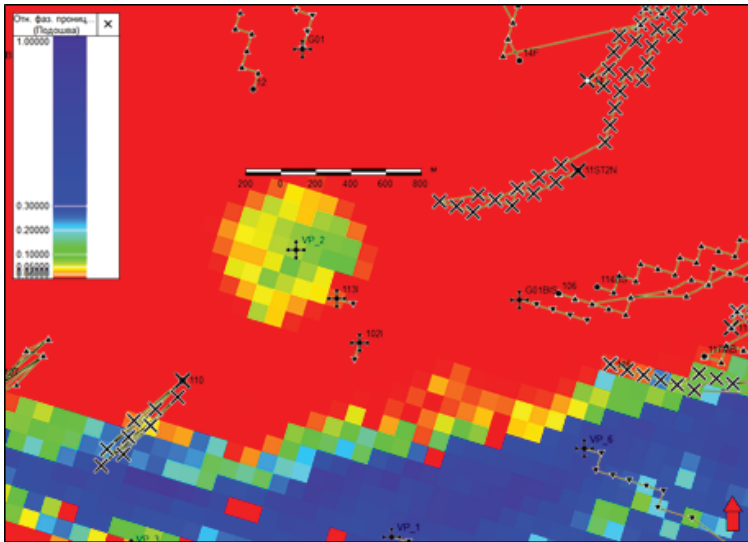


Рисунок 3. Предполагаемое распределение закачанной воды через 2 года после начала работ

Ожидается, что фронт воды будет в основном радиальным, с незначительным отклонением на юг (склон) и запад (ниже по склону в сторону газонагнетательных скважин). Когда фронт воды достигнет

ближней газонагнетательной скважины, в ней начнёт снижаться коэффициент приёмности. Прогнозный профиль изменения приёмности представлен на рис. 4.

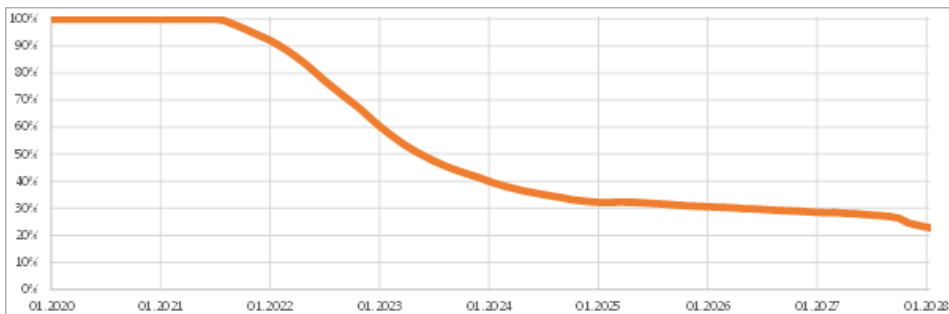


Рисунок 4. Ожидаемое снижение коэффициента приёмности по газонагнетательной скважине

Прогнозное перераспределение фильтрационных потоков и развитие зоны вытеснения газа газовой шапки закачиваемой водой представлено на рис. 5.

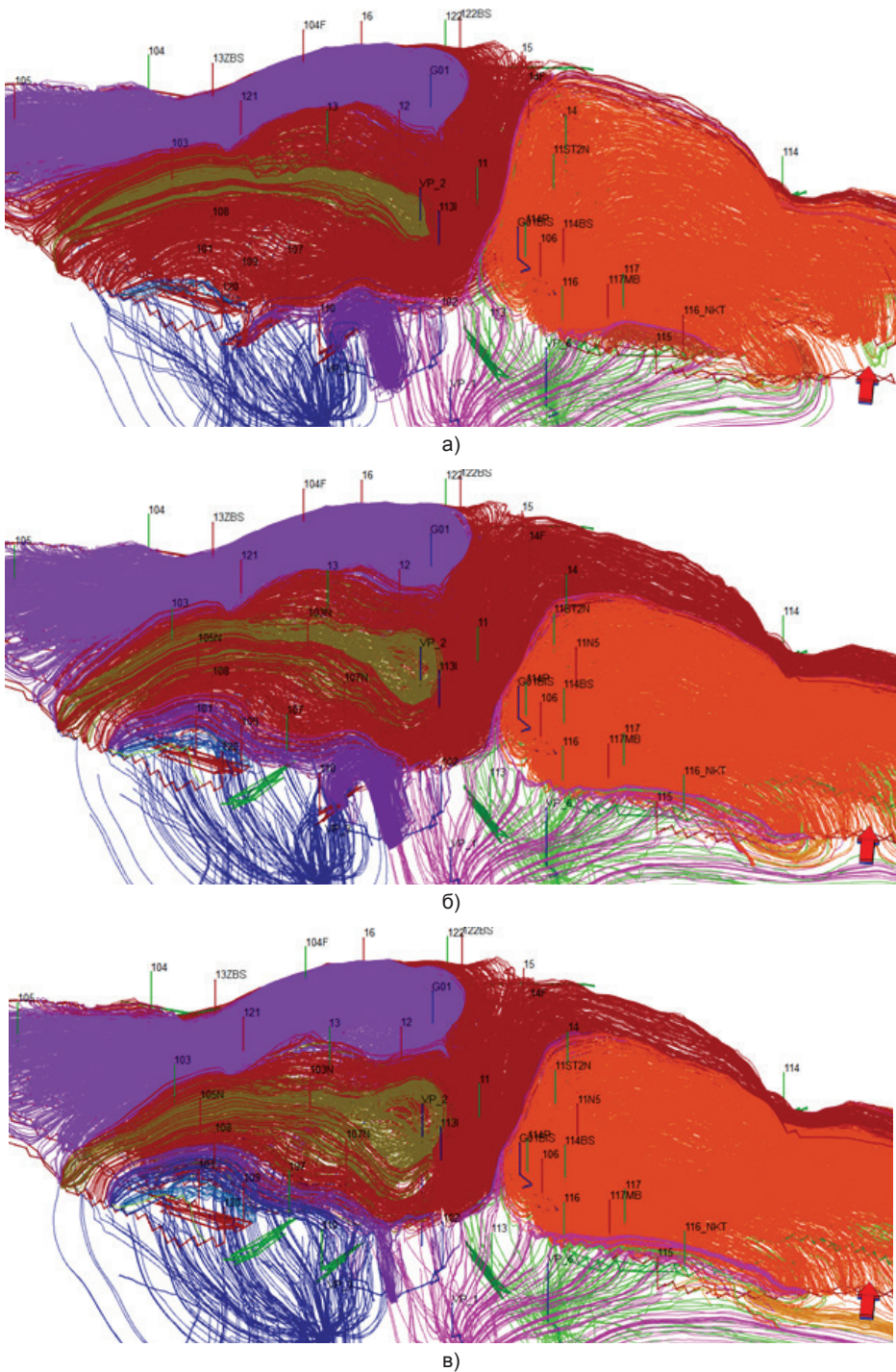


Рисунок 5. Прогнозное перераспределение фильтрационных потоков в оторочке при закачке воды в газовую шапку

а) на 1-й год ОПР; б) на 2-й год ОПР; в) на 5-й год ОПР

Программа мониторинга результатов опытно-промышленных работ

В газонагнетательных скважинах репрессия на пласт не превышает 3–5 бар на датчике забойного давления, большая часть этой репрессии приходится на потери давления в нижнем заканчивании. Ожидаемое снижение коэффициента приёма окажет слабое влияние на приёмистость по газу, которая, в основном, определяется пропускной способностью насосно-компрессорной трубы и пластовым давлением в зоне закачки газа. Для контроля причин изменения приёмистостей газонагнетательных скважин необходимо:

- определение пластового давления не менее 6 раз в год: ежемесячный поочерёдный контроль пластового давления в газонагнетательных скважинах позволит прогнозировать темпы падения приёмистостей из-за роста пластового давления;
- выполнение 2 гидродинамических исследований (далее – ГДИ) в год для оценки продвижения фронта воды.

В нагнетательной скважине, в которую будет осуществляться закачка, приёмистость по воде может снизиться из-за следующих факторов:

- рост пластового давления;
- снижение коэффициента приёмистости из-за условий подготовки воды;
- снижение коэффициента приёмистости из-за снижения фазовых прони-

цаемостей при изменении направления фильтрационных потоков на фронте вытеснения «вода-газ».

Для расчёта оптимальных уровней поставок газа на транспорт необходимо контролировать пластовое давление в зонах закачки газа на удалении от нагнетательной скважины и в районе закачки воды. Для контроля продвижения фронта воды в сторону добывающих скважин необходим контроль пластового давления в зонах отборов:

- определение пластового давления в удаленных газонагнетательных скважинах не менее 2 раз в год: контроль изменения пластового давления в основной части газовой шапки;
- определение пластового давления в ближних газонагнетательных скважинах не менее 4 раз в год: контроль равномерности изменения пластового давления в зоне закачки воды по сравнению с основной частью газовой шапки;
- определение пластового давления по добывающим скважинам, ближайшим к скважине нагнетания воды в газовую шапку.

В программу мониторинга включены исследования для контроля энергетического состояния залежи и расширенный комплекс исследований района закачки воды в газовую шапку. В табл. 1 приведен план ГДИС на первый год ОПР.

Таблица 1. Примерный план ГДИС на первый год ОПР по закачке воды в газовую шапку

Дата	11	12	107	110	114	113	102
январь 21		КВД	КВД	КВД		ГДИ	
февраль 21							КПД
март 21		ГДИ	ГДИ			КПД	
апрель 21				ГДИ			КПД
май 21							
июнь 21	КВД	КВД	КВД	КВД	КВД	ГДИ	КПД
июль 21						КПД	ГДИ
август 21							
сентябрь 21		КВД	КВД	КВД			
октябрь 21						КПД	КПД
ноябрь 21							
декабрь 21		КВД	КВД	КВД		КПД	КПД

Заключение

Риски, связанные со снижением давления, при низкой компенсации отборов обратной закачкой, а также при смещении межфлюидальных контактов за счет отбора прорывного газа газовой шапки ха-

рактерны для разработки нефтегазовых месторождений с тонкой нефтяной оторочкой. Безвозвратные потери извлекаемых запасов связаны с тем, что значительные объемы подвижной нефти мигрируют в газовую шапку.

Возможности по утилизации воды будут определять добычу нефти в условиях снижения пластового давления и прогрессирующего роста обводненности. Закачка воды в газовую шапку даст возможность увеличения отборов жидкости в связи с увеличением количества нагнетательных скважин. В ближайшее время в горизонте не ожидается внедрения закачиваемой воды в нефтяную оторочку, хотя вода и внедрится в нефтяную оторочку на южном склоне залежи в долговременной перспективе.

В условиях снижения пластового давления и прогрессирующего роста обводненности добыча нефти будет определяться возможностями по утилизации воды. Основной эффект от закачки воды в газовую шапку обусловлен возможностью увеличения отборов жидкости в связи с увеличением количества нагнетательных скважин. В горизонте не ожидается внедрения закачиваемой воды в нефтяную оторочку в ближайшее время, хотя в долгосрочной перспективе вода внедрится в нефтяную оторочку на южном склоне залежи. При этом применения потокоотклоняющих технологий не требуется.

Вероятностная оценка профилей добычи и вариантов закачки воды в газовую шапку показали, что оптимальная компенсация закачки газа составляет 90–95%. Использовать дополнительные объемы газа на собственные нужды или поставлять внешним потребителям представляется

вероятным, т.к. резерв добываемого газа для достигнутых уровней добычи составит порядка 0,3 млн м³/сут газа.

Транспортировку газа внешним потребителям в размере до 0,9 млн м³/сут газа возможно рекомендовать, т.к. при расширении системы закачки воды в газовую шапку явного изменения характеристик нефтедобычи не ожидается.

В рамках ОПР по закачке воды в газовую шапку выделены скважины опорной сети и составлена программа контроля давления и коэффициентов приёмистости по газу/воде для дальнейшего мониторинга данных параметров и выявления влияния закачки за 3 года реализации. По работающим скважинам рекомендуется ежеквартальное проведение исследований методом кривых восстановления давления, по бездействующим скважинам добывающего фонда – постоянный мониторинг забойного давления, а по газонагнетательным скважинам – проведение исследования методом кривых падения давления не менее 6 раз в год при ТО компрессоров.

Появление возможности для монетизации прорывного газа обусловлено увеличением отборов жидкости по залежи при увеличении накопленных жидких углеводородов на 6% и перераспределением законтурной закачки по разрезу за счет частичного переноса закачки воды в газовую шапку, что является технологической эффективностью предложенного варианта.

Список использованной литературы

1. Поляков Д.В., Хисматуллина Ф.С., Солодов П.А. Закачка воды в газовую шапку как способ компенсации безвозвратных отборов прорывного газа. – ЗАО «Издательство «Нефтяное Хозяйство», Москва, 2020 г., стр. 172
2. Юшков А.Ю., Романов А.С., Мукминов И.Р. и др. Новые подходы к повышению экономической эффективности разработки газоконденсатных залежей с тонкими нефтяными оторочками. – SPE 149927, доклад на конференции SPE по разработке месторождений в осложнённых условиях и Арктике 18 – 20 октября 2011 г., Москва, 14 с.
3. Razak E. A., Chan K. S. and Darman N. Risk of Losing Oil Reserve by Gas-Cap Gas Production in Malaysian Thin Oil Rim Reservoirs. – SPE 132070 paper prepared for presentation at the CPS/SPE International Oil&Gas Conference and Exhibition in China held in Beijing, China, 8 – 10 June 2010, pp. 12.

СУДЫ ГАЗ ҚАҚПАҒЫНА АЙДАУ: ҚАЙРАҢ ЖАҒДАЙЫНДА МҰНАЙ ЖИЕГІН ИГЕРУ ЖҮЙЕСІН ТҮРЛЕНДІРУ

Е.Ю. Подчувалова, Д.В. Поляков, Р.Р. Шафиков

«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» ААҚ, Мәскеу қ-сы, Ресей

Мақалада Каспий теңізінің қайраңында орналасқан кен орнындағы газды қақпаққа суды айдау бойынша шешімді дайындау ғылыми-зерттеу жұмысының нәтижелері ұсынылған. Іс жүзінде маңызды тәсіл анықталды, тұжырымдама дайындалды және газды қақпаққа су айдау үшін қажетті жағдайлар жасалды. Газ қақпағына су айдаудың қоршаған орта ұңғымаларына әсерін талдау жүргізілді. Суды айдау тиімділігінің мониторингі бойынша бағдарлама қалыптастырылды.

Негізгі сөздер: теңіз кен орны, газ қақпағы, айдау жүйесі.

INJECTING WATER INTO A GAS CAP: EVOLUTION OF THE OIL REFINERY DEVELOPMENT SYSTEM IN OFFSHORE FIELD

E.Y. Podchualova, D.V. Polyakov, R.R. Shafikov

"LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia

The article comprises of the results of research work on a solution for injecting water into a gas cap in the field located on the shelf of the Caspian Sea. A practically significant approach has been identified, a concept was developed, as well as the necessary conditions for pumping water into the gas cap. An analysis of the impact of water injection into the gas cap on the wells of ringing was carried out. The water injection efficiency monitoring program has been developed.

Key words: offshore field, gas cap, injection system.

Информация об авторах

Подчувалова Елена Юрьевна – ведущий специалист, elena.podchualova@lukoil.com.

Поляков Дмитрий Валерьевич – канд. техн. наук, начальник отдела геолого-технологического обеспечения разработки морских месторождений, dmitry.polyakov@lukoil.com.

Шафиков Рустем Ринатович – начальник управления проектирования и разработки морских месторождений, rustem.r.shafikov@lukoil.com.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия