

Санатулов Р.С., Иванов С.А., Левченко С.А., Ахияров А.В., Семёнова К.М.

УДК 622.242

Р.С. Санатулов, С.А. Иванов, С.А. Левченко, А.В. Ахияров, К.М. Семёнова

Повышение эффективности капитального ремонта эксплуатационных скважин на основе уточнения геологической модели сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения

Эксплуатация месторождений углеводородов невозможна без геолого-геофизического и промыслово-информационного сопровождения, базирующегося на современных компьютерных технологиях хранения, накопления, анализа и визуализации данных. Основополагающими из них являются базы данных (БД) и постоянно действующие геолого-технологические модели.

Разработанный специалистами ООО «Газпром георесурс» специализированный программный комплекс «Геомод» (СПК «Геомод») используется для контроля разработки Ямбургского газоконденсатного месторождения (ГКМ) (рис. 1) с 2005 г. На основе СПК «Геомод» [1] производятся интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС), создание и поддержание БД, выполняются ежеквартальные построения трехмерной детальной литолого-параметрической ($K_n, h_{эф}, K_{пр}$)¹ и четырехмерной флюидальной моделей, что позволяет осуществлять оперативный анализ изменений положения текущего газовойодяного контакта (ГВК) и контроль капитального ремонта скважин (КРС).

Продуктивные отложения сеномана представлены терригенными породами, для которых характерно латерально прерывистое чередование песчаных пластов и подчиненных пропластков глин, глинистых алевролитов и алевроитов. Коллекторы сеномана согласно перекрываются глинами турон-датского возраста, которые являются покровной региональной значимости.

КРС на стадии падающей добычи в большинстве случаев является единственным средством продления периода работы скважин. Основаниями для постановки КРС служат снижение пластового давления, обводнение, вынос воды и песка, а также снижение дебитных показателей. Успешность проведения КРС зависит от мно-

Ключевые слова:

Ямбургское газоконденсатное месторождение, сеноманская залежь, капитальный ремонт скважин, СПК «Геомод», геолого-технологическое моделирование.

Keywords:

Yamburg gas-condensate field, Cenomanian deposit, thorough repairs of wells, Geomod specialized program complex, geological and technological modelling.

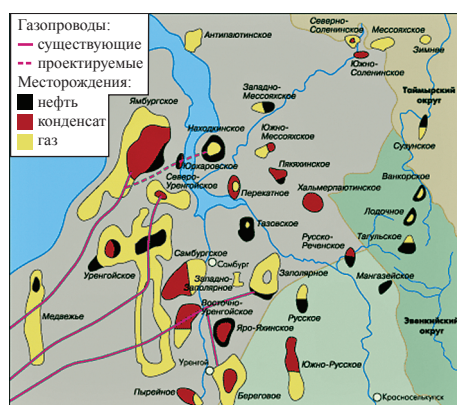


Рис. 1. Территория операционной деятельности ПАО «Газпром» на севере ЯНАО. Ямбургское ГКМ

¹ K_n – коэффициент пористости, $h_{эф}$ – эффективная мощность пласта, $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости.

жества факторов, и некоторые из них являются определяющими. Часто эффективность КРС зависит от квалифицированного обоснования технологии его проведения. Далее в статье на основе результатов геологического моделирования в СПК «Геомод» исследуются некоторые аспекты проведения КРС. Рассмотрены данные по 43 скважинам, расположенным на различных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения.

Сеноманская залежь введена в эксплуатацию в 1986 г. Продуктивная толща представлена переслаиванием глинистых, глинисто-алевролитовых, алевролитовых и песчаных пород. Проницаемость терригенных коллекторов сеномана изменяется в диапазоне от долей мил-

лидарси до 1500 мД. Параметр проницаемости является приоритетным, поскольку характеризует фильтрационные свойства коллекторов и от этого параметра (в совокупности с пластовым давлением) зависит дебит газа.

На основе анализа добычи газа в рассматриваемых скважинах можно констатировать, что имеет место планомерный отбор газа, характеризующийся постепенным падением дебита газа и пластового давления (рис. 2, 3).

Данная картина типична для газового режима работы скважины, характеризующегося тем, что отношение количества газа Q_o , добытого за определенный промежуток времени, к падению давления в залежи $(P_n - P_m)$ за тот же промежуток времени, где P_n – начальное давле-

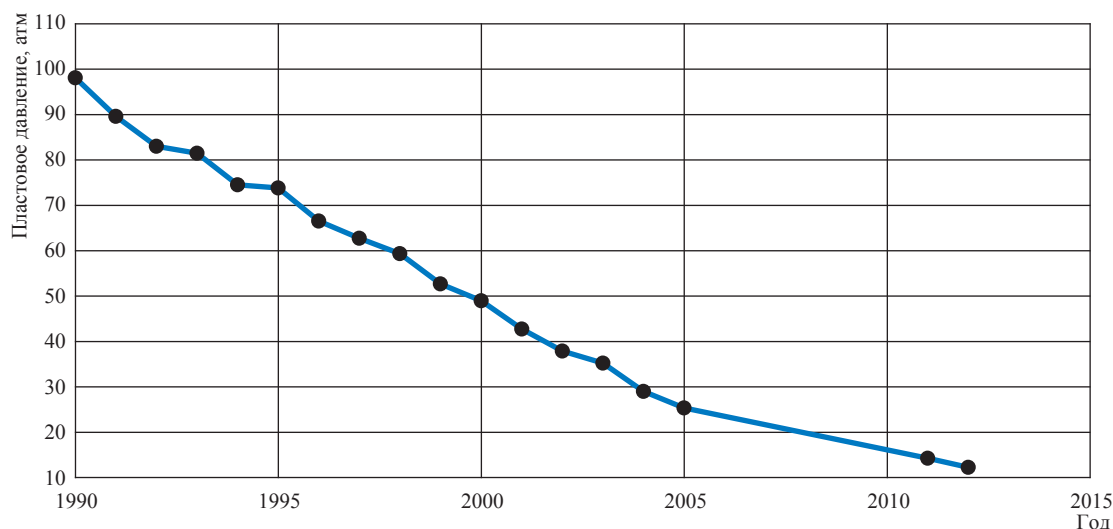


Рис. 2. Ямбургское ГКМ. Темп падения пластового давления в скв. 1054

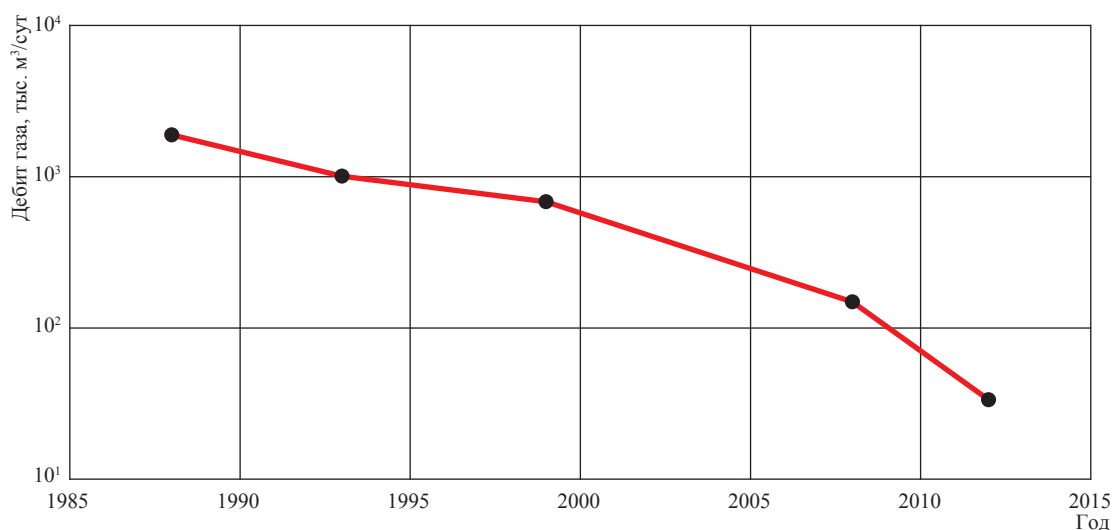


Рис. 3. Ямбургское ГКМ. Темп падения добычи газа в скв. 6078

ние; P_m – текущее давление, есть величина постоянная:

$$a = \frac{Q_{\phi}}{P_n - P_m} = const.$$

Если a в процессе эксплуатации увеличивается, то режим залежи становится газоводонапорным [2].

Практически во всех рассматриваемых скважинах на начальном этапе имел место газовый режим (до 1994 г.). На текущий момент темпы отбора газа падают, и все чаще продуктивный горизонт обводняется, залежь переходит в стадию низкодебитной добычи.

Приведенные однозначные зависимости падения давления и добычи газа наблюдаются не всегда. Чаще отмечаются некоторые отклонения от идеала (рис. 4).

Резкие колебания отбора газа негативно воздействуют на призабойную зону коллектора, разрушая ее. Возникающие при этом технические проблемы устраняются в дальнейшем путем проведения дорогостоящих и не всегда удачных работ по восстановлению рабочих параметров пластов-коллекторов. В конечном счете, все это негативно отражается на сроке эксплуатации газовой залежи. Согласно опыту газодобычи принято считать, что срок службы (эксплуатации) газовой скважины составляет порядка 20 лет. Исходя из представленных графиков (см. рис. 2–4) падение давления до минимума (8–15 атм) в совокупности с небольшим дебитом предопределяет состояние скважины:

такие скважины однозначно не подлежат полноценной эксплуатации. Их практически невозможно реанимировать до прежнего уровня.

Рассмотрим основные технологические приемы проведения КРС на рассматриваемых скважинах.

Демонтаж оборудования нареканий не вызывает, поскольку не является основополагающим фактором успешности КРС.

Промывка скважины также не влияет на конечный результат КРС.

Прострелочно-взрывные работы (ПВР). Как правило, при КРС производится перестрел (реперфорация) прежних интервалов или добавляются новые интервалы перфорации. Перфорация является одним из основных факторов, влияющих на результативность КРС. Однако из опыта проведения реперфорации при КРС на Медвежьем ГКМ из 57 скважин, где такие работы были проведены в 1993–1994 гг., только в 13 скважинах отмечено улучшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Наиболее вредоносное воздействие на призабойную зону отмечается при применении (в процессе перфорации) раствора на глинистой основе с баритом в качестве утяжелителя. Для предотвращения выброса газа обычно процедура перфорации проводится при репрессии на пласт 2–5 атм. Время контакта глинистого раствора с коллектором порой достигает десятка и более суток до начала гидродинамических исследований (ГДИ). За время репрессии наиболее мелкая фракция частиц барита успевает

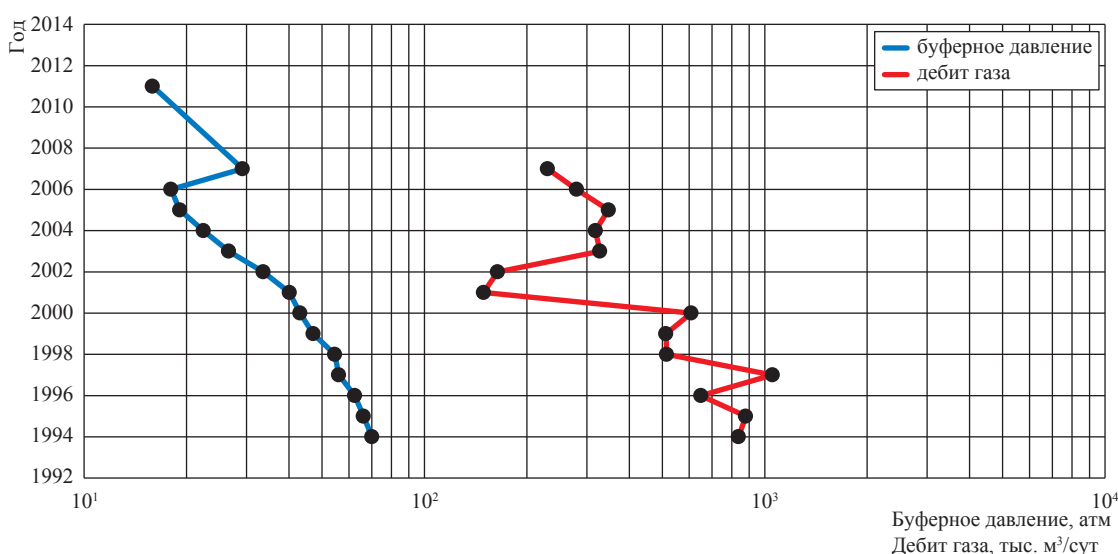


Рис. 4. Ямбургское ГКМ. Темпы падения давления и добычи газа в скв. 7164

проникнуть в поры и благодаря своей неоднородной форме плотно закупорить фильтрационные каналы коллектора. Как правило, менее проницаемые коллекторы закупориваются однозначно. В более крупные поры обычно проникают более крупные частицы барита, которые не так плотно закупоривают капиллярные каналы. При создании определенной депрессии такие коллекторы имеют достаточно энергии для восстановления первоначального состояния. Кроме воздействия на поры твердых частиц наблюдается и физико-химическое воздействие фильтрата бурового раствора, вследствие чего возможны образование хлопьев или набухание глинистых сегрегаций в составе коллекторов, которые ухудшают ФЕС коллекторов. Применение поверхностно-активных веществ (ПАВ) в определенной степени решает задачу нейтрализации вредного воздействия фильтрата, но бессильно против внедрения твердых частиц в проницаемые капилляры [3, 4]. Однако в ряде скважин (25 скважин из 43) был применен инвертно-эмульсионный раствор (ИЭР), который позволил в какой-то мере избежать вредного воздействия фильтрата бурового раствора на коллектор. Кстати, положительные результаты получены в скважинах, где использовался именно такой раствор.

Другим фактором, негативно влияющим на качество КРС в части перфорации, является сам факт реперфорации. В ходе ПВР в скважине перфоратор при подрыве сотрясает эксплуатационную колонну. Нарушается сцепление цементного камня с колонной, вследствие чего возникает возможность заколонного перетока между газоносными пластами с различной характеристикой ФЕС. Но хуже, когда имеет место заколонный переток жидкости из нижних водоносных в верхние газоносные пласты.

При реперфорации в толще коллекторов по законам физики образуются новые каналы, которые должны, по идее, увеличить площадь сечения интенсивной фильтрации и дебит газа. Однако при реперфорации вновь сделанные отверстия накладываются на старые, и участок эксплуатационной колонны превращается в некоторое подобие «микса», практически не давая положительного результата. Количество отверстий на 1 м^2 достигает 20. С учетом прежних 20 общая сумма отверстий составит 40 штук.

Об эффективности реперфорации уже упоминалось. В нашем случае из 43 скважин, где была произведена реперфорация, увеличение

дебита газа произошло лишь в трех. Тем не менее однозначность данного утверждения не априорна, поскольку при испытаниях не всегда используются шайбы с одинаковыми диаметрами. К тому же на положительный результат реперфорации накладываются результаты применения дополнительных методов, стимулирующих газоотдачу (см. далее). Примером положительного результата реперфорации служит скв. 2152. По состоянию на 01.10.2011 г. (сведения о состоянии текущего режима работы скважины до КРС) дебит газа в скважине составлял 57,316 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при пластовом давлении $P_{пл} = 11,97$ атм. На 01.12.2011 г. (после КРС) дебит газа составил 152,226 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ при $P_{пл} = 12,13$ атм. Интенсификация не проводилась. Положительный результат очевиден.

Водоизоляционные работы проведены в 15 скважинах, в 7 из них результат был не совсем положительным (водоприитоки, все же, проявлялись).

Большинство из рассмотренных скважин являются наклонно-направленными с субгоризонтальным окончанием ствола. Их бурят с целью предупредить преждевременное обводнение с забоем на 25 м выше ГВК. При наличии выдержанных глиняных экранов в зоне ГВК это расстояние может быть уменьшено до 10–15 м.

В отдельных скважинах, анализируемых в данной работе, водоизоляционные работы проведены по методике ОАО «СевКавНИПИГаз», в том числе в некоторых скважинах путем закачки в призабойную зону пласта (ПЗП) водоизолирующего состава «Акрон-РК». Дальнейшие работы проводились согласно технологии, изложенной в работах [3, 4].

Интенсификация притока. Данная технологическая операция при КРС является одной из главных. На всех рассматриваемых скважинах были проведены определенные работы по интенсификации притока газа. В 3 скважинах получено увеличение дебита газа по сравнению с периодом до КРС. В остальных скважинах имело место лишь восстановление предыдущего дебита газа или даже его уменьшение. Например, в скв. 5111 был проведен (24.06–12.08.2011 г.) пенный гидроразрыв пласта (ГРП) по технологии Frac Clean с применением проппанта. При ГДИ были получены следующие результаты: давление газа в затрубном пространстве $P_{затр} = 6,54$ атм, дебит газа $Q_c = 53,8$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (диаметр шахты

$d_{и} = 31$ мм). Скважина находилась в бездействии (данные по текущему состоянию работы скважины) с 01.05.2009 г. На 01.04.2009 г. дебит газа в скважине был зафиксирован на отметке 72,1 тыс. м³/сут при $P_{затр} = 12$ атм. Судя по цифрам, скважина даже не вышла на режим до КРС, однако по акту была передана в добычной фонд.

В скв. 7053 с целью интенсификации в ПЗП был закачан глинокислотный раствор с ПАВ. После соответствующих процедур скважину испытали в процессе ГДИ: получен приток газа $Q_c = 264,9$ тыс. м³/сут при $P_{затр} = 22$ атм ($d_{и} = 52$ мм). Результат хороший. Однако, по данным ГДИ, перед КРС в этой скважине зафиксирован $Q_c = 272,7$ тыс. м³/сут при $P_{затр} = 27,52$ атм ($d_{и} = 52,05$ мм). Таким образом, результат КРС оказался ниже ожидаемого: продуктивность скважины была лишь восстановлена до уровня предремонтного состояния (хотя в условиях постоянно падающих дебитов газа стабилизацию уровня добычи нельзя считать отрицательным эффектом).

Обзор технологических мероприятий, проводимых в скважинах, показывает, что эффект от использования прямых методов увеличения дебита газа не всегда положительный. Например, глинокислотная обработка в песчаниках с глинистым цементом или полимиктовых песчаниках, представленных кварцевыми, полевошпатовыми и глинистыми минералами, в газоносном пласте не даст положительного результата, поскольку соляная кислота (HCl) не растворяет глинистую породу – необходима добавка плавиковой кислоты. К условиям, неблагоприятным для проведения кислотной обработки, относятся: близость подошвенных или контурных вод; значительное снижение пластового давления (на 60–70 % от первоначального); приток в скважину даже незначительного количества пластовой воды; нарушения в обсадной колонне и отсутствие возможности изолировать их от обрабатываемого интервала. Такой метод, как ГРП, в малых масштабах (мини-ГРП) также не всегда способствует увеличению дебита газа, поскольку проппант как расклинователь может наглухо запечатать отдельные поровые каналы. Приведенный ранее пример показывает, что в скв. 5111 результат получен, но является ли это следствием применения ГРП, однозначно судить трудно. Реперфорация успешно проведена в скв. 2152. Однако в целом данная процедура не демон-

стрирует 100%-ную эффективность. Основным недостатком ПВР является применение в качестве буферной жидкости глинистого раствора. О вредоносном воздействии глинистого раствора на коллекторские свойства пласта давно известно. В таких скважинах, как правило, очистка призабойной зоны занимает 3–5 лет. В целях предотвращения негативного воздействия необходимо применять меловой раствор. Сеноманские отложения залегают относительно неглубоко, поэтому использование мелового раствора с необходимым удельным весом благоприятно. К тому же последующая кислотная обработка будет более эффективна, поскольку даже при применении HCl поровые каналы очистятся от частиц мела (известняка).

Обобщение результатов исследований эксплуатационных скважин методами газодинамического каротажа позволило сделать следующие основные выводы:

- при эксплуатации скважины в течение 20 лет и более профили притока газа во времени практически не изменяются (если в скважине не проводились ремонтные работы); газ в скважину поступает из интервалов, освоенных в начальный период эксплуатации;
- интервалы притока находятся в пределах перфорированных толщин, а их доля от общей толщины прострела колеблется в диапазоне 10–70 %; продуктивность и границы работающих интервалов определяются коллекторскими свойствами пластов;
- по данным расходомерии, в большинстве остановленных скважин перетоков не наблюдается.

С точки зрения интенсификации притока газа часть общепринятых методов в скважинах применяется оправданно, и тем не менее в некоторых случаях возможно применение гидropескоструйной перфорации. Стоит подчеркнуть, что соляно-кислотная обработка позволяет получать хорошие результаты только в песчаниках с карбонатным цементом – в чистых кварцевых песчаниках необходимо комбинировать соляную кислоту с плавиковой.

Применительно к ГРП можно отметить больше положительных сторон. Например, по стволу скв. 5111 проводился ГРП (проектные данные см. в таблице) в интервале трещины 1106–1135 м. В итоге ГРП дебит газа в скважине составил 53,8 тыс. м³/сут. Формально дебит стал ниже, чем до КРС, но следует учесть тот факт, что приток получили спустя более двух

лет со дня последнего отбора газа. В принципе, можно рекомендовать массивированный ГРП (МГРП), при котором интервал трещины, закрепленный проппантом в количестве до 300 т, достигает 1000 м. Однако МГРП увеличивает стоимость скважины до 50 %.

Еще один радикальный способ реанимации скважины – это зарезка бокового ствола. Применение способа ограничивается, скорее, стоимостью работ, нежели геологическими условиями.

Практически все скважины работают в газовом режиме: газонасыщенность пористой среды в процессе разработки не меняется, основным источником энергии, способствующим движению газа в системе «пласт–газопровод», является давление, создаваемое расширяющимся газом. Некоторое влияние может оказать упругость газоносного коллектора. Это проявляется в том, что при небольшом пластовом давлении (порядка до 10 атм) и невысоких ФЕС дебит газа может составить более 100 тыс. м³/сут. Графики падения давления по рассматриваемым скважинам говорят о планомерном снижении давления со временем. Из всех скважин, подвергшихся реанимации, или КРС, лишь в нескольких жизнь скважины была продлена, но на определенный период. Например, в скв. 2152 по состоянию на 01.10.2011 г. (до КРС) $Q_c = 57,316$ тыс. м³/сут при пластовом давлении $P_{пл} = 11,97$ атм. После КРС Q_c увеличился и составил 152,226 тыс. м³/сут. при $P_{пл} = 12,13$ атм.

Спустя полгода (на 01.05.2012 г.) Q_c снизился до 88,96 тыс. м³/сут при $P_{пл} = 10,96$ атм. И, наконец, на 01.10.2012 г. дебит газа в скважине составил 53,08 тыс. м³/сут при $P_{пл} = 10,37$ атм. Данный пример наглядно демонстрирует, что положительный результат действителен на небольшой срок. За период с 01.10.2011 г. (до КРС) по 01.05.2012 г. (начало падения добычи) в скважине добыто 25368,257 тыс. м³, а в период с 01.10.2011 г. по 01.10.2012 г. – 28591,457 тыс. м³ газа (падение дебита до значения доремонтного). Судить об экономической эффективности в данном случае сложно, поскольку для экономического анализа необходимы и другие параметры, но тем не менее получен положительный результат.

Анализ показал, что при конечном давлении в 10–15 атм КРС, за редким исключением, практически не дает увеличения дебита. Единственное, что возможно в таких случаях, – это восстановить прежние показатели разработки, что в целом также является положительным результатом. Но дебит газа почти всегда недостаточен для полноценной эксплуатации залежи. При этом, по данным ГДИ, практически во всех скважинах и при определенном подборе технологических параметров скважина может работать на добычу, хотя и с меньшими дебитами, но без выноса воды и песка. В такой ситуации однозначный вариант – это перевод скважины в фонд низкодебитных. В дальнейшем они могут быть использованы для извлечения низконапорного газа.

Ямбургское ГКМ, пласт ПК-1, скв. 5111: расчетные параметры геометрии трещины и дизайна ГРП по технологии Frac Clean с азотной пеной 65%-ного качества (под насосно-компрессорные трубы НКТ-114 и противовыбросовое оборудование) [5]

Технико-технологические показатели ГРП	Ед. изм.	Вариант № 1
Тоннаж ГРП	т	30
Полудлина закрепленной трещины	м	71,555
Высота трещины	м	41,343
Коэффициент повреждения проппанта	–	0,65
Средняя проводимость трещины	мД·м	1802,3
Средняя проницаемость трещины	мД	1295800
Средняя закрепленная ширина трещины	мм	1,3822
Закрепленная ширина трещины в ПЗП	мм	3,3841
Безразмерная проводимость трещины*	–	0,25188

* «Увеличение раскрытия закрепленной трещины ведет к увеличению ее проводимости. Продуктивность скважины после ГРП можно оценить, используя концепцию эффективного радиуса скважины, который подставляется в формулу Дюпюи вместо фактического радиуса скважины. Эффективный радиус пропорционален длине трещины, умноженной на функцию лишь одного параметра – безразмерной гидравлической проводимости трещины, равной отношению раскрытия трещины, умноженного на проницаемость проппантной набивки, к полудлине трещины, умноженной на проницаемость пласта» [6].

Немаловажным фактором при планировании постановки работ по КРС является предварительная оценка их экономической эффективности и рентабельности. В связи с этим предварительная оценка показателей экономической эффективности КРС по каждой конкретной скважине представляется приоритетной задачей. Совершенно очевидно, что правильно обоснованные цели и задачи постановки КРС, оптимальный выбор объектов КРС с применением СПК «Геомод» и, главное, получение ожидаемых результатов – это залог длительной, стабильной и успешной эксплуатации месторождения на стадии падающей добычи.

Суммируя изложенное, следует отметить, что СПК «Геомод» не только позволяет строить геологические модели, но и адаптирован для решения сугубо прикладных задач контроля разработки месторождений. СПК «Геомод» обладает рядом преимуществ:

- снабжен легко пополняемой БД, содержащей, кроме геолого-геофизической информации, также и данные по конструкции скважин (в том числе инклинометрии и ГИС-контролю), данные о положении межфлюидальных контактов и результатах КРС и ГРП, а также промысловую и технологическую информацию;
- обеспечивает быстрый доступ и удобный совместный просмотр результатов моделирования и данных из БД. Кроме визуализации традиционных геологических карт и разрезов, можно рассматривать схемы вскрытия кустов скважин, строить профили по наклонным и горизонтальным скважинам, карты распространения флюидоупоров и т.п.;

- позволяет строить геологические модели даже крупных месторождений с высокой детализацией по глубине (до 0,1 м) и решать задачи контроля продвижения межфлюидальных контактов с требуемой точностью, а также оценивать эффективность проведения ГРП;

- может быть установлен на любой современный компьютер, так как первоначально проектировался для работы на обычных персональных компьютерах.

СПК «Геомод» давно эксплуатируется на дочерних добычных предприятиях ПАО «Газпром». Только в Новом Уренгое комплекс установлен и используется на более чем 250 рабочих местах в газодобывающих дочерних обществах и сервисных подразделениях Группы Газпром (ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром георесурс» и др.). СПК «Геомод» постоянно модернизируется и совершенствуется с учетом пожеланий и предложений корпоративных пользователей.

В заключение необходимо отметить, что геологическое моделирование в СПК «Геомод» при постановке КРС имеет много преимуществ как в геологическом, так и в технологическом аспектах разработки. Например, сопоставление расчетного (смоделированного) положения текущего ГВК с замеренным в скважине позволяет обоснованно выбирать интервалы установки водоизоляционных цементных мостов в каждой конкретной скважине. А анализ изменений ФЕС по вскрытому скважиной разрезу (в целевом интервале ПК-1) в сопоставлении с положением текущего ГВК дает возможность корректировать интервалы реперфорации.

Список литературы

1. «Геомод». Программный комплекс для построения и сопровождения постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа (ПХГ): руководство пользователя. – М.: Газпром георесурс, 2014.
2. Лаврушко П.Н. Подземный ремонт скважин / П.Н. Лаврушко. – М.: Недра, 1961.
3. Блажевич В.А. Справочник мастера по капитальному ремонту скважин / В.А. Блажевич, В.Г. Уметбаев. – М.: Недра, 1985.
4. Коротаев Ю.П. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / Ю.П. Коротаев, С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1978.
5. Fracturing «Frac Clean» design with nitrogen 65 % quality. – TRICAN Well Service, 2011.
6. Губский А.Л. Технология концевое скранирования на месторождениях Западной Сибири / А.Л. Губский. – М.: Недра, 2000.