

имеется более 80 тысяч. Использование их по новым технологиям позволит довести годовую добычу нефти в Западной Сибири к 2020–2030 годам до 700–800 млн. тонн.

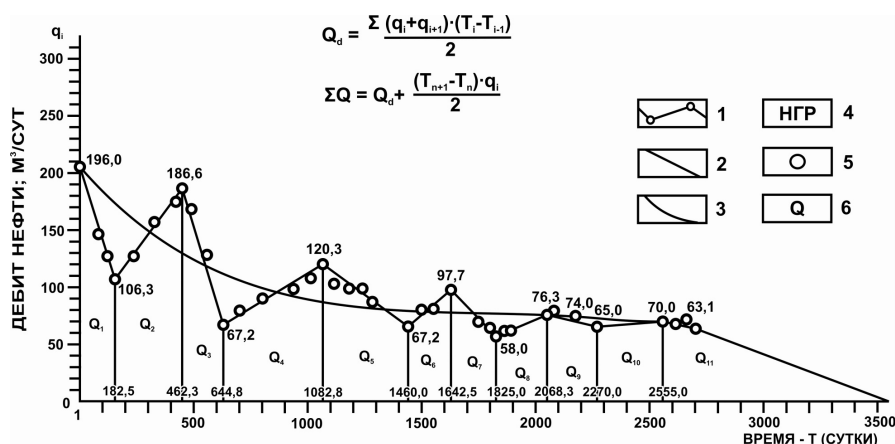


Рис. 2. Дилатантный режим работы скв.64 Северо-Лемпинской площади Салымского НГР в ХМАО при разработке глинистых битуминозных пород баженовской свиты

При такой модели разработки бюджетные затраты, по сравнению с принятыми системами разработки нефтяных залежей, уменьшаются на несколько порядков. Например, для извлечения 700–800 млн.т/год на старых технологиях нужно бурить не менее 150000 новых скважин с затратами около 25 трлн. рублей, а с учетом использования уже пробуренных простаивающих скважин на вновь создаваемых полигонах – не более 300–500 млрд. рублей, что дешевле в 25–50 раз, а годовой эффект не менее 500 млрд. руб.

В основе эксплуатационного бурения лежит парадигма – если известно как нефть (газ) зашли в пласт пород, то можно поднять ее (его) на поверхность с максимальным коэффициентом извлечения вплоть до 80 % и больше независимо от коэффициента емкости (пористости) и проницаемости вмещающих пород. Не рекомендуется поддержание пластового давления за счет создания дилатантного режима разработки с возможным сочетанием особого режима отбора растворенного в нефти газа и использованием водорода и углеводородных радикалов H, CH, CH₂, CH₃ при взаимодействии их внутренней (спиновой) энергии с внешними магнитными полями.

Литература

1. Нестеров И.И. Битуминозные глинистые породы – новый глобальный резерв топливно-энергетического сырья // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ – Тюмень, 2011. – № 6. – С. 7 – 33.
2. Нестеров И.И. Перечень инновационных, в том числе прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом. – Тюмень, 2015. – 73с.

АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН АВТО-ГРП ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ РАБОТ

А.Ю. Демонова, В.И. Гуляев, П.В. Лупанов

Научный руководитель доцент А.В. Корзун

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

В настоящее время в разработку широко вовлекаются глубокозалегающие, трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренлируемым, неоднородным и сильно расчлененным коллекторам. Глубокие части разреза в гидродинамическом отношении характеризуются пластово-блоковой структурой с наличием многочисленных непроницаемых границ [1].

Одним из эффективных современных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Это механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида (жидкость разрыва). В пласте образуются новые трещины или раскрываются существующие [3, 4].

Многолетний опыт эксплуатации месторождений показал, что проведение ГРП выгоднее, чем строительство новой скважины, как с экономической стороны, так и со стороны разработки. Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины путем закачки флюидов в подземный пласт создаются высокие давления, превышающие в 1,5–2 раза пластовое давление, в результате чего пласт расслаивается, и в нем образуются трещины. Затем во вновь созданную трещину нагнетаются в жидкость-разрыва с зернистыми материалами – называемые «пропантантами» или «расклинивающими агентами», и которыми могут служить самые разнообразные материалы от естественных песков до довольно дорогих синтетических материалов.

Они удерживают в раскрытом состоянии, или «расклинивают», эти вновь созданные трещины после снятия давления нагнетания, используемого для создания трещины, т.е. чтобы предотвратить «схлопывание» трещины. Трещина, заполненная пропантом, создает узкий, но с весьма высокой проводимостью, канал для потока по направлению к скважине. Этот путь потока имеет очень высокую проницаемость, зачастую на несколько порядков выше, чем проницаемость пласта [2, 3].

Проведение гидравлического разрыва пласта требует тщательного изучения не только термодинамических условий пласта, но и состояния призабойной зоны скважины (скин-эффект), состава пород (макро- состав, пористость, проницаемость, анизотропия), свойств и состава жидкостей-разрыва, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на месторождениях углеводородов [3, 4].

В настоящее время лидирующие позиции по количеству проводимых ГРП занимают США и Канада. За ними следует Россия, в которой применение технологии ГРП производят в основном на нефтяных месторождениях Западной Сибири [2].

Целью работы является анализ формирования трещин авто-ГРП при проведении опытно-фильтрационных работ (ОФР).

Под авто-ГРП подразумевается незапланированное увеличение проницаемости прискважинной зоны ввиду раскрытия существующих трещин или образования новых при больших объемах закачиваемых флюидов в скважину.

До проведения ОФР закачка в скважину проводилась в течении трех лет со средним дебитом 302 м³/сут, при давлении на устье 7 МПа. Коэффициент приемистости 37 м³/сут/МПа. Увеличение дебита до 720 м³/сут, по анализу опыта эксплуатации, должно привести к росту давления до 11–12 МПа. Однако, результаты проведения ОРФ показали, что устьевое давление не превысило 7,8 МПа. Это позволяет предположить, что при закачке могли сформироваться трещины авто-ГРП. Обычно трещина авто-ГРП определяется по графику КПД. Результаты ОРФ и оценка образования трещин авто-ГРП были смоделированы с использованием программы MODFLOW 2000 (пакет моделирования гидравлики скважины и фильтровой зоны MNW2) и программы Mayer «MFrac» (Baker Hughes Incorporated (ВНИ)) на кафедре гидрогеологии геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова.

Объектом исследования являлась толща, представленная двумя пластами мелового возраста. Пласты-коллекторы представлены в основном песчаниками, пористость которых составляет порядка 28 %, проницаемость – 0,60 мкм², коэффициент фильтрации – 0,13 м/сут. Водоупорами служат аргиллиты.

При исследованиях была создана нестационарная 3D модель системы «скважина–пласт–коллектор», которая позволит проанализировать распространение трещин в пространстве и оценить их размеры. Моделирование производилось на основе проделанной закачки пластовых вод с заявленным расходом 720 м³/сут. В скважину опущены НКТ 73 на глубину 1100 м. Закачка проводилась непосредственно по НКТ. Забой скважины расположен на отметке 1300 м.

Для создания модели были использованы данные, полученные по результатам гидродинамических исследований скважин, опытно-фильтрационных работ и из базы данных программы «MFrac». Геологические условия схематизированы как 7-слойная толща, 4 слоя аргиллитов-водоупоров (Claystone) и три слоя песчаников-коллекторов (Sandstone). Песчаники были выбраны, как зоны (Zone 1, Zone 2, Zone 3), которые соответствуют интервалам перфорации и наиболее проницаемым пластам меловых отложений. Процесс закачки при моделировании происходил одновременно в эти три зоны с расходом 0,5 м³/мин. Общий объем воды составил 720 м³, а время составило 1440 минут (1 сутки).

При запуске расчета модели было важно установить, откроется ли хотя бы одна трещина. В результате проведения расчета в выбранной модели открылось все три трещины в выбранных зонах (рисунок).

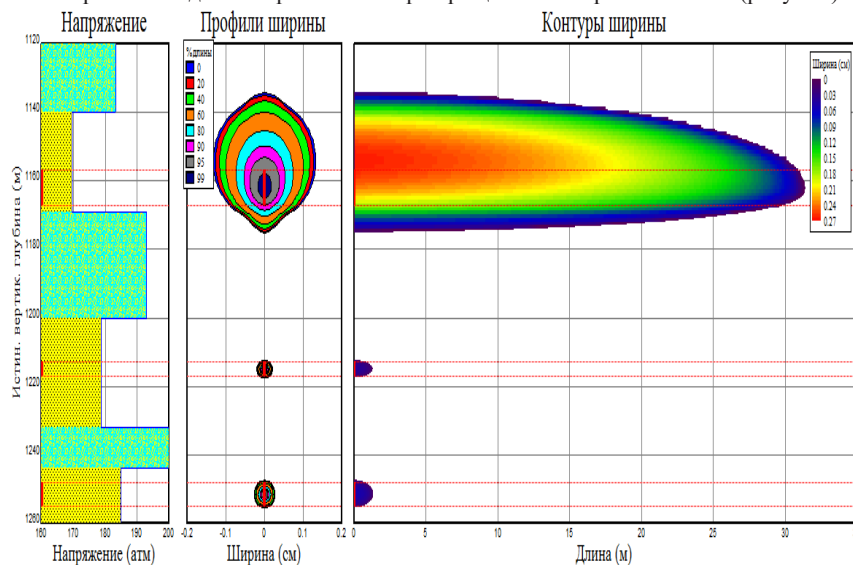


Рис. 1. Развитие трещин на момент окончания эксперимента (красным обозначены интервалы перфорации скважины)

Из этого следует, что в процессе закачки пластовых вод в исследуемой скважине трещины открылись в каждом перфорированном интервале (зоне).

По результатам испытания можно сделать вывод, что объем воды расходуемый в каждую зону различен. Главным образом это связано с величиной интервала перфорации. Так, в зоне 1 с интервалом перфорации 10 м (1157–1167 м) видно, что потребление жидкости составляет 692,032 м³, и при этом величина самой трещины в несколько раз превышает аналогичные в других зонах. В зоне 2 интервал перфорации составляет 4 м (1213–1217 м), это самый маленький интервал из трех зон, что и отображается на общем объеме потребленной жидкости в данной зоне (9,80742 м³). В зоне 3 интервал перфорации составляет 7 м (1248–1255 м). Образованная трещина больше в габаритах, чем в зоне 2, следовательно, и объем жидкости также больше (18,1605 м³).

По результатам моделирования получилось, что при проведении закачки жидкости с расходом 720 м³/сут на всех трех интервалах происходит образование трещин. При этом трещины образуются в начальный момент времени и за все время проведения закачки растут во времени. Наибольшей трещиной является трещина зоны 1, достигающая размеров во много раз превышающих другие трещины, что говорит о степени влияния на размер трещины величины интервала перфорации. Также в работе была выявлена зависимость образования авто-ГРП от давления, и его влияние на проведение закачки.

Наибольшей трещиной является трещина зоны 1 (31,42 м*0,156 см*40,76 м), достигающая размеров во много раз превышающих другие трещины. Размеры трещины зоны 3 (1,34 м * 0,036 см * 8,029 м) больше, чем трещина зоны 2 (1,296 м * 0,027 см * 5,127 м), т.к. она имеет меньший размер интервала перфорации (интервал перфорации зоны 2 – 4 м, зоны 3 – 7 м). По результатам моделирования устьевое давление не превысило 8,5 МПа.

Причина нелинейной связи сопротивления скважины и ее расхода, выявленная в результате ОФР не ясна и не может быть однозначно объяснена. Причиной может служить увеличение проницаемости прискважинной зоны (авто-ГРП) или дегазация флюида при снижении давления и, как следствие, снижение проницаемости прискважинной зоны.

Таким образом, данные полученные при проведении ОФР, мы можем использовать в дальнейшем для моделирования ГРП с целью увеличения интенсификации, как для добывающих скважин, так и для нагнетательных скважин на данном нефтяном месторождении и месторождениях-аналогах.

Литература

1. Дюнин В.И., Корзун А.В. Флюидодинамика нефтегазоносных горизонтов. Вестник МГУ, сер. 4, геология, № 1, 2003. С. 28–35.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1997. – 211 с.
3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986. – 165 с.
4. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. – Алвин, шт. Техас, США, 2002. - 194 с., Пер. – Углов М., 2004.

МЕТОДЫ ОСВОЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Д.Г. Денисенко, Г.Н. Хиджакадзе

**Научный руководитель старший преподаватель П.С. Дозморов
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия**

В последние годы происходит увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти и газа (ТриЗ). Новые скопления запасов приурочены, в основном, к ТриЗ, это обусловлено географией области нефтедобычи (море, северная территория, болота и т.д.), физико-химическими свойствами пластового флюида, геологией залежи.

По оценке экспертов запасы тяжелой нефти (ТН) в мире превышают 800 млрд. тонн. Геологические запасы тяжелой и высоковязкой нефти в России составляют более 6 млрд. тонн, но для извлечения этих запасов необходимо использовать специальные дорогостоящие технологии. Это служит стимулом для поиска инновационных и эффективных методов добычи ТриЗ, в том числе высоковязких и тяжелых нефтей. Запасы битумных и тяжелых нефтей более, чем в четыре раза превышают мировые остаточные извлекаемые запасы нефти «нормальной» вязкости.

В ближайшем будущем и в настоящее время повышение коэффициента извлечения нефти (КИН) одна из главных проблем в России и мире. Известные методы извлечения нефти позволяют достичь конечного КИН в пределах от 25 % до 45 %, данных показателей недостаточно для повышения ресурсов нефти. Это означает, что остаточные или не извлекаемые запасы промышленных методов разработки составляют 55–75% от геологических, что представляет собой ощутимый резерв для дополнительного увеличения извлекаемых запасов при использовании методов увеличения нефтеотдачи пластов [2]. Это приводит нас к тому, что повышение КИН, для разрабатываемых месторождений, с использованием прогрессивных методов, является одной из важнейших задач для нефтяной отрасли.

Совместно с традиционными тепловыми методами, используемыми в вертикальных скважинах (внутрипластовое горение, закачка пара), уже используют на промыслах ряда стран новые технологии добычи запасов ВВН и ТН, основанные на использовании горизонтальных, многоствольных и наклонных скважин. Разработаны технологии освоения запасов битумных и тяжелых нефтей, основанные на совместном эффекте теплового и гравитационного воздействия, электропрогрева.