

ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Калинин А.Е. – аспирант, Семенякин В.С. – к.т.н., профессор
Астраханский государственный технический университет (г. Астрахань)
ООО «Наука и прогресс»

Современные методы разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений были научно обоснованы и внедрены в середине прошлого столетия. В основу методов извлечения углеводородного сырья было положено поддержание пластового давления путем нагнетания воды или газов в пласт, в том числе сайклинг-процесс [1,2 и др.]. Однако, несмотря на широкое применение этих методов, коэффициент извлечения нефти не превышает 30% [3], а на газоконденсатных месторождениях до настоящего времени извлечение ретроградного конденсата из пласта представляет большую проблему. Попытки извлечь из пласта выпавший в жидкую фазу конденсат путем закачки в пласт отсепарированного осушенного газа к желаемым результатам пока не приводят.

Тем не менее, очевидно, что низкая эффективность существующих методов обусловлена, в основном, снижением пластового давления ниже давления насыщения. При выделении газа из нефти в свободное состояние в пласте наблюдается резкое снижение дебита нефти, что можно объяснить появлением газонефтяной смеси в призабойной зоне пласта (ПЗП), препятствующей притоку нефти в скважину.

Проведенные исследования этого явления на экспериментальной нефтяной скважине 929 АГКМ, приведенные на рисунок 1, подтверждают это явление.

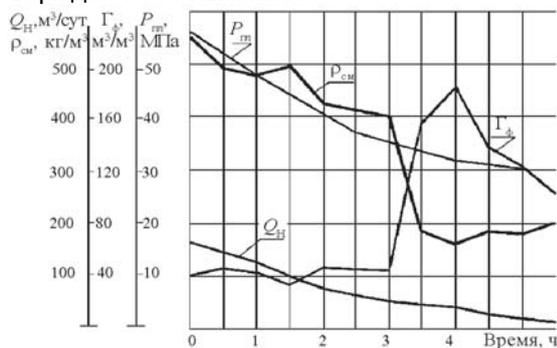


Рисунок 1 – Изменения среднего значения плотности нефтегазовой смеси ($\rho_{см}$), пластового давления ($P_{пл}$) и газового фактора (Γ_f) при добыче нефти

То же самое говорят данные, приведенные на рисунке 2, об изменении давления на устье скважине 313 АГКМ при появлении свободного газа в ПЗП и в фонтанном подъемнике.

Как видно из рисунка 2, в последние 12 часов в скважину поступала нефть с растворенным в ней газом, который выделялся из нее при снижении давления в насосно-компрессорных трубах (НКТ) вблизи забоя скважины, приводя к периодическим выбросам нефти и поступлению газа в сепарационную установку.

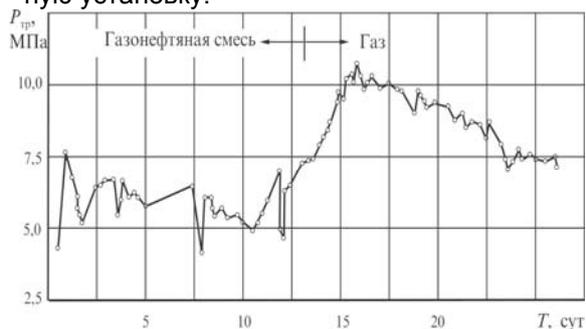


Рисунок 2 – Изменение давления на устье скважины 313 при выделении свободного газа

При этом, как только в НКТ начал поступать газ, выделившийся в свободное состояние в ПЗП, давление на устье скважины $P_{тр}$ за 7 часов выросло с 5 до 11 МПа. Это объясняется тем, что при низкой скорости подъема газонефтяной смеси НКТ работает как трубный сепаратор, в котором газ поднимается вверх и уходит из скважины, а нефть, не успевая полностью дегазироваться, остается в нижней части НКТ и скважине.

По замеренным дебитам нефти и газа и поинтервальным замерам давлений в стволе работающей скважины были рассчитаны средние плотности смеси, представленные в таблице 1.

При этом оказалось, что плотности смеси нефти и газа распределились следующим образом: в верхней части НКТ в интервале 0–500 м при работе скважины плотность смеси оказалась в два раза больше плотности газа,

ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

а в нижней - она была равна 512 кг/м^3 , что примерно на 300 кг/м^3 меньше плотности дегазированной нефти.

Исходя из данных замеров распределения плотности газонасыщенной нефти, можно сделать вывод, что перед переходом на работу газом, вынос ее из скважины газом осуществлялся практически только из верхней части подъемника в виде пены, где интенсивно происходил процесс дифференциального разгазирования.

Таблица 1 – Распределение плотностей нефти и газа в НКТ при работе скважины 313

Дата измерения	H, м	ΔP , МПа	ρ , кг/м^3
11.06.92	500	1,44	288
	1 000	1,02	402
	1 500	4,83	322
	3 895	4,58	512
24.06.92	500	0,73	146
	1 000	1,95	195
	2 000	5,45	272
10.07.92	3 895	1,84	466
	3 895	8,41	216

Действительно, через 13 дней работы скважины распределение плотности газонасыщенной нефти в подъемнике уже было таково, что вверху НКТ находился только один газ плотностью 146 кг/м^3 , ниже – смесь газонасыщенной нефти плотностью 195 кг/м^3 и только в самом низу плотность смеси была равна 466 кг/м^3 . Таким образом, процесс дифференциального разгазирования происходит уже в ПЗП, как это видно на рисунке 3.

Рассматривая рисунок 2 можно также отметить, что давление на устье скважины возрастает с уменьшением плотности газожидкостной смеси.

Подобная картина извлечения нефти на режиме истощения пластовой энергии характерна как для однородных, так и многопластовых залежей и часто объясняется смыканием трещин. Однако в приведенном примере смыкание трещин пласта не происходит, они остались открытыми и по ним продолжает поступать газ из пласта в скважину при полном прекращении дебита нефти.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти на Ванкорском месторождения предлагается осуществлять добычу нефти с помощью горизонтальных скважин, которые позволят достичь больших темпов отбора нефти и достигаемого КИН и занять лидирующие позиции эффективности удельных эксплуатационных затрат на добычу нефти не

только в ОАО «НК «Роснефть», но и в мире [4].

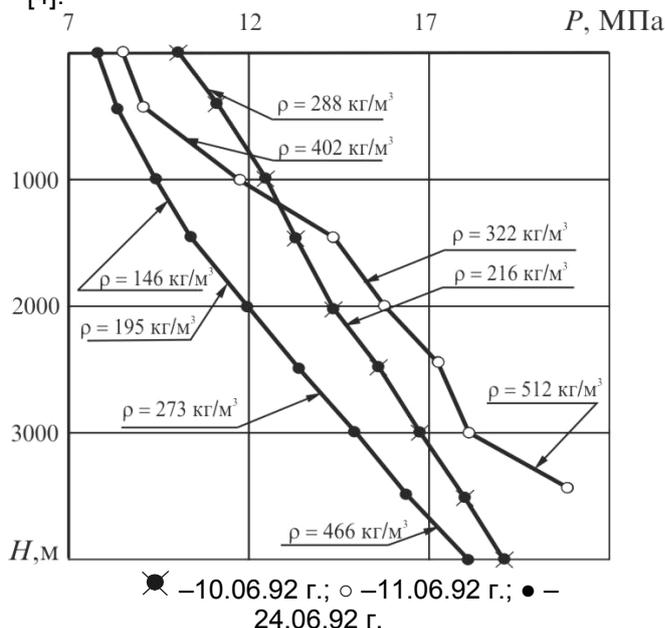


Рисунок 3 – Распределение плотности смеси газа и нефти в стволе скважины по датам исследований в зависимости от давления в интервалах замера

Однако имеющийся опыт разработки нефтяных и газовых скважин позволяет утверждать, что эффект от внедрения горизонтальных скважин за счет увеличения зоны дренирования будет носить кратковременный характер при форсированных режимах эксплуатации скважин. Эксплуатация горизонтальных скважин при низкой вертикальной проницаемости или ее отсутствия приведет к резкому сокращению дебитов уже после первых 5-7 лет эксплуатации скважин. При этом нефть, расположенная в трещинах и порах пласта, имеющих более высокую пористость, но отрезанных от зоны дренирования тонкими непроницаемыми прослойками, останется в хорошем коллекторе не извлеченной.

В связи с вышеизложенным предлагается новая технология добычи нефти, разработанная на основе проведенных промысловых исследований на скважинах АГКМ, а также на месторождении Гойт-Корт. По предлагаемой новой технологии продление фонтанного способа добычи нефти необходимо осуществлять нагнетание газа в законтурную часть залежи, а не воду, как это принято по традиционной схеме поддержания пластового давления. При равенстве объемов отобранной нефти и нагнетаемого газа будет достигаться максимальный КИН.

Предлагаемая идея нагнетания газа вместо воды позволит снизить вязкость пластовой нефти, за счёт чего нефть будет обладать большей подвижностью при её движении к скважине. Поскольку газ и нефть не смешиваются с водой в пластовых условиях, вода будет оттесняться газом от эксплуатационных скважин в водоносный бассейн.

Действительно, законтурное нагнетание воды приводит к стоку ее по крыльям складок в водоносный бассейн, подстилающий нефтяную залежь. Внутриконтурное нагнетание воды приводит к быстрому обводнению скважин, расчленению залежи на водоносные и нефтеносные участки, что приводит к оставлению нефти в залежи. К настоящему времени эти факты для разработчиков стали очевидными. В этой связи появились предложения попеременно закачивать сначала воду, а затем газ в пласт, который, по мнению разработчиков данной технологии, будет создавать непроницаемый барьер на пути движения нагнетаемой воды к скважине, полагая при этом, что так будет происходить вытеснение нефти из коллектора к добывающим скважинам сплошным фронтом.

При закачке газа вместо воды последний будет вытеснять нефть из коллектора к скважине в зону дренирования и поднимать ее на дневную поверхность фонтанным способом. Таким образом, пласт и скважина будут представлять единую систему течения нефти и газа из пласта до устья скважины. Не вовлеченная нефть потоком газа, как и вода, под действием сил гравитации будет опускаться вниз, смешиваться с поднимающимся газом и извлекаться из пласта опять же фонтанным способом. Наиболее эффективным применение данного способа может оказаться на газоконденсатных месторождениях Вуктыл и Уренгой для извлечения ретроградного конденсата.

Для повышения эффективности разработки массивных залежей с большим этажом нефтеносности предлагается нагнетать воду в купольную зону пласта, которая, опускаясь в водоносный бассейн, будет вымывать нефть из коллектора, приподнимать ее над собой, где будет смешиваться с газом.

Подобный характер течения был доказан при эксплуатации скважин 313 и 929 АГКМ, на которых вели добычу нефти методом гравитационного замещения.

Процесс разработки месторождения легко контролируется по изменению дебита скважин, газового фактора и устьевого давления. В первую очередь будут загазовываться

добывающие скважины, расположенные вблизи нагнетательных скважин. При этом газовый фактор будет резко увеличиваться. В этом случае эти скважины должны быть остановлены. Разработку месторождения следует продолжать до тех пор, пока все скважины не перейдут на работу газом.

Предлагаемая технология извлечения нефти, заключающаяся в поддержании фонтанного способа эксплуатации скважин на весь период разработки залежи, может быть рекомендована к применению на старых обводненных месторождениях. Данная технология позволит заместить воду в пласте и освободит заземленную в пласте нефть и продолжить разработку залежи [4]. К концу разработки в пласте останется только плёночная нефть, капиллярно связанная с песчаными гранулами коллектора.

Особенно остро стоит проблема извлечения нефти из нефтенасыщенных глин, в которых нефть находится в запечатанном состоянии между тонкими прослойками породы. Неизвлекаемых запасов нефти в глинах значительно больше, чем на всех известных месторождениях нефти мира, что можно объяснить их повышенной пористостью при отсутствии проницаемости. Однако и на целом ряде крупных месторождений часто также не представляется возможным поддерживать пластовое давление нагнетанием воды в пласт, так как эти месторождения имеют повышенную неоднородность, невысокие коллекторские свойства пород и ограниченную связь с законтурной зоной.

Так, из 73 залежей нефти в Оренбургской области только 16 объектов 12 месторождений обладают приемлемыми экономическими показателями разработки. К этой группе месторождений приурочено 35,3% запасов законсервированных месторождений. Промышленное освоение 25 нефтяных объектов 25 месторождений при существующей в настоящее время экономической ситуации является малозффективным. С этой группой связано 37,6% запасов законсервированных месторождений. Остальные 32 объекта характеризуются отрицательными экономическими показателями и их разработка при существующей технологии нефтедобычи нерентабельна [5].

В подтвержденных бурением случаях наряду с продуктивной скважиной всегда имеется вторая, пробуренная по восстанию пласта, но не давшая притока жидкости или газа, т.е. вскрывшая тот же пласт, в низкопроницаемых разностях пород.

ПОВЫШЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОКОНДЕСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Например, только на одном из таких месторождений в Оренбургской области оцениваемые запасы нефти составляют 2,4 млрд. м³. Подобные месторождения обнаружены во многих нефтегазодобывающих регионах, на которых можно приступить к добыче нефти методом гравитационного замещения.

Характерной особенностью открытия таких месторождений является то, что они обнаруживаются при применении тяжелых буровых растворов, когда забойное давление превышает давление раскрытия трещин и даже давление гидроразрыва пород. Интенсивные проявления при бурении скважин на этих растворах побуждали буровиков к досрочному перекрытию источника появления, а геологов к поиску залежи нефти и газа в глинах. Так было на Северном Кавказе, где на одном из месторождений искали нефтяные линзы в майкопских глинах, так было и на других месторождениях. Во всех подобных случаях при бурении скважин наблюдаются следующие аномалии: при вскрытии низкопроницаемых пород возникает интенсивное поглощение бурового раствора, а при пуске скважин отмечают начальные высокие дебиты нефти, которые уже через несколько часов прекращают работать.

Подобные ситуации встречаются и в зарубежной практике. Так, при проходке скважины 22/30с в Центральном грабене Северного моря возникли серьезные осложнения при вскрытии верхнеюрских песчаников на глубине 5418 м, содержащих залежи газа с высоким наведенным давлением, которое было обусловлено механическим контактом породы и тяжелого бурового раствора и эквивалентной скоростью циркуляции, нежели притоком пластовых флюидов в скважину [6]. Данная проблема привела к потере 29 дней и дополнительным затратам в 2,2 млн. фунтов стерлингов, потребовался спуск 177,8 мм промежуточной колонны.

Аналогичные осложнения имеют место при бурении филипповского горизонта на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ).

Так, при бурении скважин 313, 431 и 929 АГКМ, опасаясь открытого фонтанирования, прекратили дальнейшее бурение в соответствии с проектом, спустили эксплуатационные колонны и перфорировали ее в интервалах расположения нефтенасыщенных глин филипповского горизонта после чего приступили к их освоению фонтанным способом. Результаты добычи нефти на скважинах 313 и 929 представлены на рисунках 1 и 2.

Убедившись, что нефть не притекает к скважине уже через несколько часов работы при снижении забойного давления ниже гидростатического давления, тем не менее, скважины продолжают бурить при проявлениях и поглощениях тяжелого бурового раствора, продолжая воспринимать эти осложнения, как если бы они вскрыли продуктивный пласт с АВПД.

В создавшихся условиях на скважинах 313 и 929 АГКМ приступили к экспериментальным исследованиям по организации добычи из глин. Вначале попытались увеличить депрессию на пласт с помощью глубинного штангового насоса. Убедившись, что приток нефти отсутствует, насос извлекли из скважины, после чего приступили к исследованиям добычи нефти способом гравитационного замещения нефти водой.

Первые же испытания этого способа на скважине 313 АГКМ подтвердили возможность добычи нефти методом гравитационного замещения, располагая при этом единственной гидродинамической связью с пластом по внутреннему пространству НКТ, так как на них был установлен пакер, перекрывающий затрубное пространство. Таким образом, испытания должны были проводиться в жестких условиях, когда по НКТ надо было закачивать воду, а затем осуществлять добычу нефти по этим же НКТ при противоточном течении нефти никогда ранее не встречавшиеся в мировой практике. После первой закачки 100 м³ воды при давлении нагнетания на устье скважины 22 МПа через сутки из скважины получили 150 м³ нефти.

В течение последующих 3-х месяцев было проведено еще 6 закачек воды с суммарным расходом 1880 м³ и при этом было добыто 650 м³ нефти. Убедившись в эффективности гравитационного способа добычи нефти, аналогичные испытания начали проводить на скважине 929.

Проведенные промысловые исследования способа гравитационного замещения нефти водой на скважинах 313 и 929 в самых жестких условиях при наличии единственного канала связи с пластов с помощью НКТ позволили сделать следующие выводы:

1. Установлено, что добыча нефти из нефтенасыщенных глин при отсутствии естественного притока нефти к скважине может быть осуществлена методом гравитационного замещения и вытеснения пластовой нефти по трещинам пласта при противоточном течении двух несмешивающихся жидкостей к забою скважины и далее на дневную поверхность

фонтанным способом при давлениях, превышающих давление раскрытия трещин;

2. При проведении экспериментальных и промысловых исследований была установлена скорость гравитационного замещения, давления смыкания и размыкания трещин и оптимальный период гравитационного замещения нефти водой;

3. С учетом практики борьбы с нефтегазопроявлениями, вызванными гравитационным замещением, сопровождаемого поглощением бурового раствора, необходимо продолжить испытания по непрерывному извлечению нефти из нефтегазонасыщенных глин, используя для этого трубное и затрубное пространства.

Положительные результаты, полученные в ходе проведенных исследований, позволяют рекомендовать его к широкому промышленному внедрению добычи нефти во всех случаях как из тектонически-экранированных залежей, так и из залежей с трудно извлекаемыми запасами.

Принципиальная новизна и актуальность идеи подтверждается патентом [7].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Сафонов Е.Н. Лозин Е.В. Методыувеличения нефтеотдачи: реальность, перспективы, научные проблемы. // Нефтяное хозяйство, 2003 г № 4, с. 23-25.
2. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, - 1979, - 303 с.
3. Антоненко Д. А., Исламов Р.А., Ставинский П.В., Яценко В.М., Системный подход при проектировании разработки Ванкорского месторождения. Доклад на Российской нефтегазовой технической конференции. Москва. – 2006. – 2006.
4. Семенякин В.С., Саушин А.З., Калинин А.Е., Щипакин Р.С. Способ разработки нефтяной или газоконденсатной залежи // Патент РФ № 2380528.
5. Пантелеев А.С. и др. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области // Оренбургское кн. изд-во. -1997. - 2 с.
6. Idelovici, Jean-Louis. Unusual well control techniques 7 pay off. Drill, contract. t.49.,1993. -n4, p.p.31-33.
7. Семенякин В.С., Суслов В.А., Щугорев В.Д. Способ разработки тектонически экранированной нефтегазовой залежи // Патент РФ № 2103487.