

ЛИТЕРАТУРА (окончание)

12. Ахметшин М.А. Об искусственной гидрофобизации пород призабойной зоны добывающих скважин. // Нефтяное хозяйство. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2016. – №1. – с. 73-77.
13. Сафин С.Г., Сафин С.С. Особенности технологии комплексной обработки призабойной зоны недонасыщенных нефтью пластов. // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», – 1994. – №2. – с.13-14.
14. Шелепов В.В., Зарипов О.Г., Фахретдинов Р.Н., Земцов Ю.В. Вопросы интенсификации добычи нефти в полимиктовых высокоглинистых коллекторах. // Интервал. – Самара: ООО «Портал инноваций», 1999. – №7. – с. 2-6.
15. Глущенко В.Н., Рябов В.Г., Юрпалов И.А. Функция полярных неэлектролитов в составе растворителей АСПО. // Химическая промышленность: Современные задачи техники, технологии, автоматизации, экономики (тез. докл. межрегион. научно-техн. конф.). – Н. Новгород: 1999. – с. 20-21.
16. Рогачев М.К. Новые химические реагенты и составы технологических жидкостей для добычи нефти. – Уфа: Гилем, 1999. – 75 с.

REFERENCES (ending)

12. Ahmetshin M.A. Ob iskusstvennoj gidrofobizacii porod prizabojnoj zony dobyvayushchih skvazhin. // Neftyanoe hozyajstvo. – M.: CJSC «Izdatel'stvo «Neftyanoe hozyajstvo», 2016. – №1. – p. 73-77.
13. Safin S.G., Safin S.S. Osobennosti tekhnologii kompleksnoj obrabotki prizabojnoj zony nedonasyschennyh neft'yu plastov. // Neftepromyslovoe delo. – M.: PJSC «VNIIOENG», – 1994. – №2. – p.13-14.
14. Shelepov V.V., Zaripov O.G., Fahretdinov R.N., Zemcov YU.V. Voprosy intensivacii dobychi nefti v polimiktovyh vysokoglinistyh kollektorah // Interval. – Samara: LLC «Portal innovacij», 1999. – №7. – p. 2-6.
15. Glushchenko V.N., Ryabov V.G., YUrpalov I.A. Funkciya polyarnyh neelektrolitov v sostave rastvoritelej ASPO. // Himicheskaya promyshlennost': Sovremennye zadachi tekhniki, tekhnologii, avtomatizacii, ekonomiki (tez. dokl. mezhtregion. nauchno-tekhn. konf.). – N. Novgorod: 1999. – p. 20-21.
16. Rogachev M.K. Novye himicheskie reagenty i sostavy tekhnologicheskikh zhidkostej dlya dobychi nefti. – Ufa: Gilem, 1999. – 75 p.

УДК 622.276.6 (476)

Применение новой технологии увеличения добычи нефти и КИН – способ продлить жизнь истощенным малым залежам с ограниченными запасами углеводородов и низким пластовым давлением

¹П.П. Повжик – канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора по геологии;

²Н.А. Демяненко - канд. техн. наук, доцент, начальник отдела перспективного развития;

³Д.В. Сердюков - начальник отдела разработки нефтяных месторождений;

²М.И. Галай - ведущий инженер-технолог отдела развития инновационных технологий

(¹ РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»;

² БелНИПИнефть;

³ НГДУ «Речицанефть»)

В Припятском прогибе, основном регионе деятельности РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», 68,4% от суммарного количества всех открытых месторождений, составляют небольшие по запасам месторождения,

которые обеспечивают менее 10% годовой добычи нефти предприятия. Это связано со сложным геологическим строением залежей данных месторождений, незначительными запасами, низкими фильтрационными свойствами и неоднородностью пород-коллекторов.

Среди небольших по запасам месторождений выделяется достаточно большое количество залежей, вскрытых одиночными скважинами, разработка которых в настоящий момент либо не ведётся, либо объёмы добываемой нефти находятся на грани рентабельности. Геологические запасы нефти в пределах одной залежи на этих месторождениях ограничены и, как правило, не превышают 200-300 тыс. т. Поэтому разбуривание таких залежей дополнительным фондом скважин экономически не целесообразно. Для этих залежей характерно отсутствие влияния законтурной области и разработка ведётся на упруго-замкнутом режиме до полного истощения пластовой энергии. При этом достигаемый коэффициент извлечения нефти при таких условиях разработки не превышает 7-15% [2]. Суммарные геологические запасы нефти категорий C1 + C2 по этим залежам составляют более 52 млн. т условных единиц, т.е. в этих залежах сосредоточены достаточно большие ресурсы углеводородного сырья. Получение конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) на таких залежах в пределах 25-40% с применением традиционных технологий разработки не представляется возможным. Необходимы специальные технологии разработки, которые бы позволяли получать максимально высокие КИН при относительно небольших затратах на организацию системы разработки одиночными скважинами.

Следует отметить, что в связи с большой глубиной залегания залежей (более 3500 м) даже насосная эксплуатация их не позволяет полностью исчерпать упругую энергию пласта. Это связано с необходимостью ограничения снижения динамических уровней (забойных давлений) в скважинах ниже критических (не более 1800-2000 м) из-за возникновения рисков нарушения эксплуатационной колонны. Следовательно, в залежах остаются еще значительные запасы, которые могут быть выработаны за счёт упругих сил пласта. Однако из-за технических ограничений их добыча невозможна. На таких объектах достижение проектного коэффициента извлечения нефти (КИН) с применением традиционных технологий технически невозможно. Все это негативно сказывается на экономических показателях эксплуатации скважин и залежей в целом, а также на объемах и уровнях добычи нефти. По предварительным оценкам потеря конечного КИН в среднем составляет не менее 0,14 дол. ед.

Задачей исследования является создание способа добычи нефти, позволяющего снижать забойное давление в скважине при добыче нефти ниже предельно допустимых значений, не допуская при этом разрушения эксплуатационной колонны под действием горного давления. Снижение забойного давления до минимальных значений позволит полностью использовать упругий ресурс залежей для притока нефти в скважины, что приведёт к увеличению конечного объема добычи нефти и КИН.

Поставленная задача была решена за счёт разработки и спуска в скважины специальной компоновки, объединяющей насосное, пакерное оборудование, и искусственного создания противодействия на стенки эксплуатационной колонны для поддержания её целостности,

что позволяет организовать добычу нефти до полного истощения пластовой энергии в залежи [3].

Алгоритм реализации предложенного способа добычи нефти включает:

- на скважине с целью определения текущих параметров пласта ($P_{пл}$, $P_{заб}$, $K_{прод}$) выполняют гидродинамические исследования;

- по стандартным методикам определяют предельно допустимый динамический уровень, при превышении которого существуют риски смятия эксплуатационной колонны;

- выполняют расчет необходимой компоновки скважинного оборудования (НКТ, пакера, высоконапорного трубопровода) и подбор насосного оборудования;

- определяют тип и плотность жидкости для создания противодействия на стенки эксплуатационной колонны для уравнивания горного давления;

- выполняют расчёт ожидаемой дополнительной добычи нефти, прироста КИН и технико-экономическую оценку проекта;

- в скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают компоновку оборудования, включающую пакер, расположенный выше или ниже пакера погружной насос с газосепаратором и скважинный трубопровод из высоконапорных трубок (ВНТ), соединяющих подпакерное пространство с линией нефтесбора;

- пакер устанавливают в эксплуатационной колонне над интервалом перфорации на глубине на 20-50 м выше верхних перфорационных отверстий;

- затрубное пространство скважины над пакером заполняют жидкостью, давление столба которой уравнивает горное давление до глубины установки пакера;

- скважину запускают в работу;

- выделяющийся в подпакерной области при работе насосного оборудования свободный газ отводится по скважинному трубопроводу, в линию нефтесбора;

- при снижении пластового давления в залежи и подпакерном пространстве до минимальных значений, когда эксплуатация скважины в постоянном режиме становится низкорентабельной, ее переводят в режим периодической эксплуатации.

Принципиальная схема компоновки представлена на рис. 1, на котором: рисунок 1, а – изображена скважина с компоновкой для добычи нефти, в которой погружной насос расположен ниже пакера; рисунок 1, б – скважина с компоновкой для добычи нефти, в которой погружной насос расположен выше пакера.

На рисунке 1, а показано, что в скважине, вскрывшей продуктивный пласт в виде линзовидной залежи 1 с ограниченными запасами углеводородов, с отсутствием влияния законтурной области и разрабатываемый без организации системы поддержания пластового давления (ППД), установлена эксплуатационная колонна 2 с перфорационными отверстиями 3, в которой на глубине H , ниже предельно допустимой глубины снижения динамического уровня H_1 , установлен пакер 4, ниже которого, расположен погружной насос 5, например, электроцентробежный, оснащённый газосепаратором 6 и обратным клапаном 7. Вся компоновка связана с устьем скважины посредством колонны НКТ 8. В подпакерное пространство 9, гидравлически связанное через перфорационные отверстия 3 с линзовидной залежью 1, спущен скважинный трубопровод 10. Выделившийся свободный газ в подпакерной области отводится по скважинному трубопроводу в линию нефтесбора.

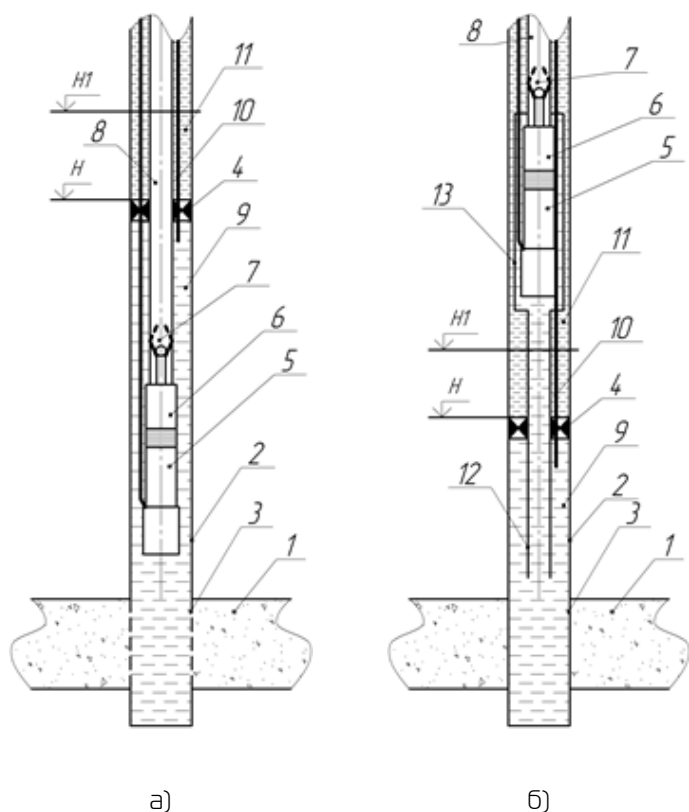


Рис. 1. Принципиальная схема компоновки для добычи нефти из залежей с ограниченными ресурсами углеводородов.

Для расчёта ожидаемой дополнительной добычи флюида за счёт применения компоновки с пакером можно применять следующее упрощенное соотношение:

$$\Delta q = (P_1 - P_2) \cdot \nabla \quad (1)$$

где Δq – ожидаемая дополнительная добыча нефти, т;
 P_1 – пластовое давление в залежи, при достижении которого динамический уровень будет близок к уровню, при котором существуют риски смятия эксплуатационной колонны, МПа;

P_2 – минимальное пластовое давление в залежи, которого можно достичь путем эксплуатации скважины с предложенной компоновкой скважинного оборудования, МПа;

∇ – удельный отбор пластового флюида на единицу снижения пластового давления в период до перехода на эксплуатацию залежи предлагаемой компоновкой оборудования, т/МПа.

Более точные прогнозные результаты по дополнительной добыче нефти можно получить, выполняя расчёт на гидродинамической модели.

Проведение опытно-промысловых работ по реализации предложенного способа и отработки технологии разработки и добычи запланировано на внутрисолевого боричевской залежи Хуторского месторождения.

Месторождение открыто в 1979 г. в результате бурения поисковой скважины №1 Хуторская, в которой при испытании в эксплуатационной колонне боричевских

отложений лебедянского горизонта в интервале 2756-2765 м получен фонтанный приток нефти дебитом 105 м³/сут на штуцере диаметром 8 мм. Извлекаемые запасы нефти по залежи оцениваются в 50 тыс. т. Конструкция скважины представлена на рис. 2.

Коллекторами служат известняки. Тип коллектора – каверново-порово-трещинный.

Эксплуатационная колонна в скважине №1 опрессована снижением уровня до предельно возможной глубины $HI = 1400$ м. В начальный период эксплуатации скважины и добычи нефти из пласта, до достижения динамическим уровнем значения $HI = 1400$ м, накопленная добыча нефти составила 28050 т. При этом текущий КИН достиг значения 0,161 при проектном 0,287. Пластовое давление снизилось с 28,6 МПа до 16,5 МПа. Дальнейшая эксплуатация скважины при снижении забойного давления до значений, при которых динамический уровень будет снижаться ниже 1400 м, может привести к нарушению целостности (смятию) эксплуатационной колонны, так как вскрытый линзовидный пласт 1 залегает в текучих пластичных солях.

Для продолжения эксплуатации скважины предложена следующая компоновка оборудования: электроцентробежный насос (УЭЦН), пакер с кабельным вводом и ВНТ для отвода газа. Пакер спускается и устанавливается ниже участка вероятного нарушения обсадной колонны над интервалом перфорации на глубине 2685 м. Затрубное пространство над пакером заполняется необходимым объемом жидкости, обеспечивающей создание противодействия на стенки эксплуатационной колонны (водой с ингибитором коррозии). В состав УЭЦН, расположенного ниже пакера, включают мультифазный осевой насос, направленный на борьбу со свободным газом на приеме ЭЦН (рис. 3).

Перечень оборудования включает (рисунок 3).

- 1) Пакер с отводом газа по ВНТ и кабельным вводом 4ПМС-КВБ-112-ГТ. Глубина спуска и установки – 2685 м.
- 2) Высоконапорные трубки ТГ 7/16-25, длина 2700 м.
- 3) ЭЦНД5-30-2000. Глубина спуска – 2696 м.
- 4) Мультифазный осевой насос МФОН5-200.
- 5) Погружной электродвигатель 40КВт.
- 6) Обратный клапан – 2 ед.
- 7) Кожухи-протекторы для крепления ВНТ к колонне НКТ.

Для расчёта ожидаемой дополнительной добычи нефти и конечного КИН была создана гидродинамическая модель залежи. По результатам расчёта дополнительная добыча нефти ожидается в объеме 16,4 тыс. т, конечный КИН – 0,265 дол. ед. Прирост КИН составляет 0,104 дол. ед. или 39,2%.

Выполнен расчёт экономической эффективности внедрения данной компоновки на рассматриваемой скважине. Были учтены все затраты на оборудование и КРС. В расчёте брались текущие ставки налогов и себестоимость добычи нефти по Хуторскому месторождению. Минимальная стоимость барреля нефти, при которой будет сохраняться положительная чистая прибыль – 36\$. Таким образом, видно, что проект экономически рентабелен.

Ожидается, что после снижения забойного давления ниже 12 МПа, которое соответствует давлению насыщения нефти газом, в подпакерной зоне начнет интенсивно отделяться попутный газ. Отделяющийся газ

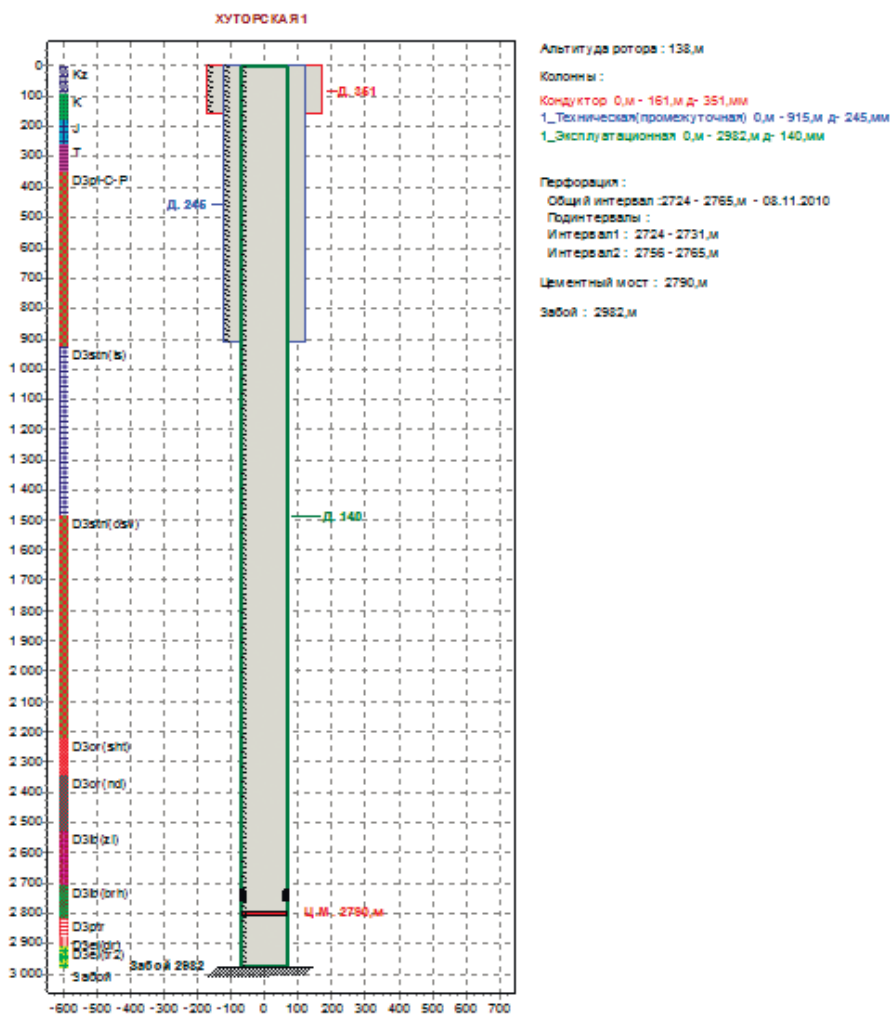
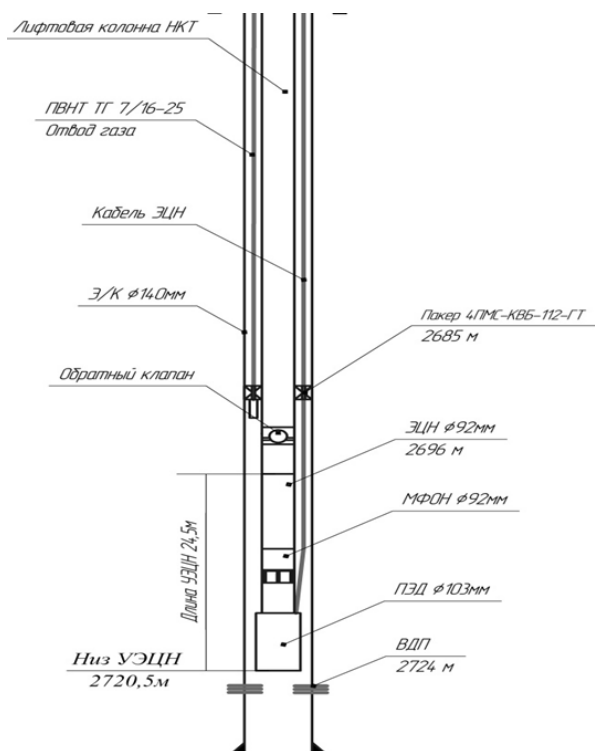


Рис. 2. Конструкция скважины №1 Хуторская.



брать все извлекаемые запасы, достигнув максимальных объемов добычи и КИН.

Детальный анализ имеющейся ресурсной базы предприятия и проведенные расчёты показали, что потенциальными объектами под внедрение данной технологии являются 57 залежей. Учитывая геологические особенности залежей и геолого-физические свойства коллекторов, установили, что возможный прирост КИН за счёт внедрения технологии в среднем может составить 0,074 дол. ед. Ресурсная база извлекаемых запасов нефти по данным залежам, за счёт внедрения предложенной технологии добычи нефти, увеличится на 3848 тыс. т или 31% при среднем ожидаемом КИН 0,24 дол. ед.

Ещё одним направлением применения предложенной компоновки и способа является её внедрение на старом фонде скважин с возможными рисками нарушения эксплуатационной колонны вследствие истончения стенки обсадной трубы, низких пластовых давлений в залежах и, следовательно, низких динамических уровней.

Рис. 3. Схема подземного оборудования скважины №1 Хуторская.

Учитывая старый фонд скважин предприятия, был выполнен расчёт потенциального смятия эксплуатационной колонны. Из проанализированного фонда скважин (99 скважин) при расчёте выявлено, что потенциальное смятие эксплуатационной колонны возможно получить в 11 скважинах.

За счёт внедрения предлагаемой компоновки на данных скважинах, возможно, обеспечить безаварийную их дальнейшую эксплуатацию. При этом суммарный прирост дебита нефти по данным скважинам составляет

69,4 т/сут. Годовая возможная дополнительная добыча нефти – 24 тыс. т.

Из вышеизложенного можно сделать вывод о том, что предлагаемый способ добычи нефти с использованием компоновки с пакером позволяет не допустить нарушения эксплуатационной колонны в скважинах со сниженными динамическими уровнями, эксплуатирующими залежи с низким пластовым давлением, повысить КИН, сократить затраты на РВР, бурение новых скважин и боковых стволов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Серебренников А.В., Пысенков В.Г., Жогло В.Г., Привалов В.В., Будник Н.И. Новые технологии в разработке нефтяных месторождений Республики Беларусь для увеличения КИН и перспективы их развития // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – №3. – с. 47-54.
2. Повжик П.П., Халецкий А.В., Седач В.Г., Демяненко Н.А. Классификация трудноизвлекаемых запасов углеводородов Припятского прогиба и основные проблемы их разработки // Недропользование XXI век. – М.: Ассоциация организаций в области недропользования «Национальная ассоциация по экспертизе недр», 2017. – №6. – с. 38-45.
3. Пат. ЕА 029770 В1 Е21В 43/18. Способ добычи нефти / П.П. Повжик, М.И. Галай, Н.А. Демяненко, Д.В. Сердюков // № 201501090; Заявл. 05.10.2015; Оpubл. 31.05.2018.

REFERENCES

1. Demyanenko N.A., Povzhik P.P., Serebrennikov A.V., Pysenkov V.G., Zhoglo V.G., Privalov V.V., Budnik N.I. Novye tekhnologii v razrabotke neftyanyh mestorozhdenij Respubliki Belarus' dlya uvelicheniya KIN i perspektivy ih razvitiya // Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa. – M.: RGU нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. – №3. – p. 47-54.
2. Povzhik P.P., Haleckij A.V., Sedach V.G., Demyanenko N.A. Klassifikaciya trudnoizvlekaemyh zapasov uglevodorodov Pripyatskogo progiba i osnovnye problemy ih razrabotki // Nedropol'zovanie XXI vek. – M.: Associaciya organizacij v oblasti nedropol'zovaniya «Nacional'naya associaciya po ekspertize neдр», 2017. – №6. – p. 38-45.
3. Pat. EA 029770 V1 E21V 43/18. Sposob dobychi nefiti / P.P. Povzhik, M.I. Galaj, N.A. Demyanenko, D.V. Serdyukov // № 201501090; Zayavl. 05.10.2015; Opubl. 31.05.2018