

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТОВ ДЛЯ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА БЕЗВОДНОЙ И БЕЗГАЗОВОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

¹ П.М.Хайдаров, ² А.А.Халмурадов, ³ А.А.Акульшин

¹ АК "Узбекнефтегаздобыча", УДП "Мударскнефтегаз", Республика Узбекистан

² ЗАО "Технокомплекс", 01000, г. Киев

³ УкрНГИ, 03142, м. Київ, пр. Палладіна, 32,
e-mail: korchagin@karbon.com.ua

Стаття присвячена дослідженням роботи свердловин в умовах разгазованого покладу нафти за наявності водоносних пропластків і в умовах значної неоднорідності пластів.

Пропонується використовувати природну неоднорідність пластів (непроникні екрануючі пласти) як засіб запобігання утворенню водяних і газових конусів.

Розроблену технологію передбачається використати на родовищі Західний Круг в Узбекистані.

An essay is devoted to research into the wells' work in conditions of gas-free stratum of oil with presence of water-bearing layers and in a case of considerable non-homogeneity of layers.

Layers' natural non-homogeneity is proposed to use (nonpenetrating screening layers) as a method avoiding the formation of water and gas cones.

This technology is expected to apply on Zahidniy Krug deposit in Uzbekistan.

В настоящее время более 90% текущих извлекаемых запасов нефти Западного Узбекистана сосредоточено в подгазовых нефтяных залежах, характеризующихся сложным геологическим строением, значительной расчлененностью продуктивной части разреза, литолого-фациальной изменчивостью коллекторов, относительно небольшой толщиной нефтяной части по отношению к газовой и практически повсеместным наличием подошвенной воды. Перечисленные факторы оказывают существенное влияние на процесс разработки залежей и обоснование технологического режима эксплуатации скважин в части ограничения их дебитов для предотвращения прорывов конусов воды и газа к забоям. С этой целью чаще всего практикуют [1-6 и др.]:

1) вскрытие нефтяной части пласта на таком расстоянии от газо- и водонефтяного (ГНК и ВНК) контактов, которое обеспечивает наибольший безводный и безгазовый дебит;

2) одновременное вскрытие нефтяной и водоносной частей пласта для создания обратного конуса воды;

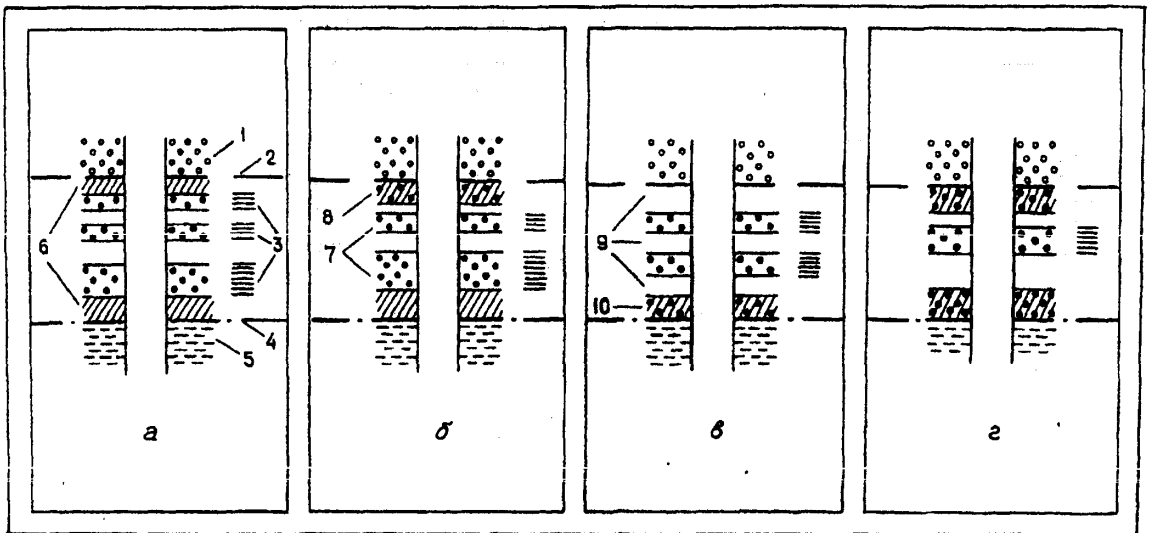
3) закачку тяжелой нефти в призабойную зону для «гашения» конусов газа и воды;

4) создание непроницаемых или динамических экранов.

При эксплуатации скважин подгазовых нефтяных залежей Западного Узбекистана ныне чаще пользуются расчетными методами определения интервала вскрытия пласта и таким же образом определяется оптимальный дебит, оценка которых чаще всего осуществляется без учета особенностей геолого-геофизического разреза скважин. Такой подход, как показывает опыт эксплуатации скважин на месторождениях Умид, Южный Кемачи и Карим, приуроченных к XV-P (рифовому) горизонту, вполне оправдан.

Однако использование его на месторождениях, эксплуатирующих XV-HP (над рифовый) горизонт, оказалось малоэффективным. Это было объяснено тем, что XV-HP горизонт (в отличие от XV-P) приурочен к коллекторам, представленным, в основном, переслаиванием проницаемых и непроницаемых пропластков толщиной от 0,5 до 1,5 м. При отсутствии развитой вертикальной трещиноватости и надежном разобщении различных пропластков скважины, интервалы отбора нефти в которых расположены между непроницаемыми пропластками, смогли бы функционировать в условиях безгазового и безводного дебита нефти значительно более длительный период, нежели наблюдаемый в настоящее время. Использование непроницаемых пропластков в качестве естественных экранов предотвращает на то или иное время образование конусов воды и газа и позволяет одновременно дренировать все нефтенасыщенные пропластки, находящиеся между верхним и нижним естественными экранами. Таким образом, если один из параметров геологической неоднородности пластов, называемый коэффициентом расчлененности, как правило, осложняет процесс разработки и уменьшает коэффициент нефтеизвлечения, то послойная расчлененность продуктивного разреза может быть использована для продления времени безводной и безгазовой добычи нефти, что в конечном итоге приведет к увеличению выработки запасов подгазовых нефтяных залежей.

Выбор интервала вскрытия нефтяной части должен в этом случае осуществляться с учетом толщины и порядка чередования проницаемых и непроницаемых пропластков, которые выявляются по результатам комплекса промыслово-геофизических исследований скважин (ГИС). При этом могут быть встречены следующие варианты естественного экрана в разрезе скважин. На рис. 1 показаны возможные варианты



1 — газонасыщенная часть разреза скважины; 2 — ГНК; 3 — необходимый интервал перфорации; 4 — ВНК; 5 — водонасыщенная часть разреза; 6 — верхний (в зоне ГНК) и нижний (в зоне ВНК) естественные экраны; 7 — нефтенасыщенные пропластки; 8 — нефтенасыщенный пропласток, используемый как верхний экран; 9 — пропластки плотных пород; 10 — нефтенасыщенный пропласток, используемый как нижний экран

Рисунок 1 — Возможные случаи наличия естественных экранов, предотвращающих образования конусов воды и газа

вскрытия нефтепродуктивной части пластов с учетом наличия непроницаемых прослоев.

1. Непосредственно за ГНК и перед ВНК располагаются пропластки плотных пород той или иной протяженности, которые могут выполнять роль естественных нижнего и верхнего экранов, позволяющих вовлечь в разработку все нефтенасыщенные пропластки (рис. 1, а).

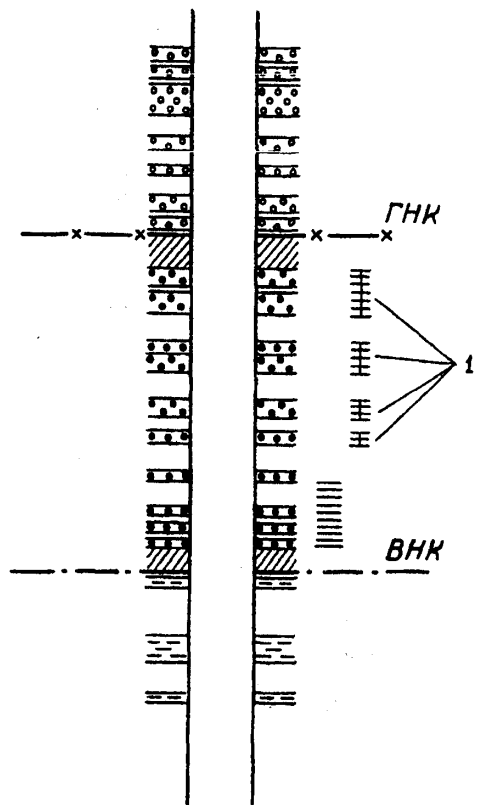
2. Имеется только нижний экран, а в качестве верхнего используется первый нефтенасыщенный пропласток (рис. 1, б). Аналогичен случай и при наличии только верхнего экрана (рис. 1, в).

3. За ГНК и перед ВНК отсутствуют пропластки плотных пород. В этом случае в качестве экранов можно использовать верхний и нижний нефтенасыщенные пропластки (рис. 1, г).

Изучение материалов ГИС только по месторождению Западный Крук показывает, что разрезы большинства скважин соответствуют, как правило, одному из вышеописанных случаев. Интервалы вскрытия скважин на этом месторождении во избежание прорывов воды и газа располагают на достаточно большом расстоянии от ГНК и ВНК, что не позволило вовлечь в дренирование большую часть нефтенасыщенных пропластков.

В качестве примера приведем результаты обработки материалов ГИС по скважине 14 (табл. 1).

Схематический разрез этой скважины по данным табл. 1 приведен на рис. 2, из которого видно, что за ГНК и ВНК имеются пропластки плотных пород, т.е. естественные экраны, позволяющие с начала эксплуатации скважины вовлечь в дренирование все 10 нефтенасыщен-



1 — дополнительно рекомендуемый интервалы перфорации; остальные условные обозначения приведены на рис. 1.

Рисунок 2 — Схематический разрез продуктивной части пласта в скважине 14 по результатам ГИС

Таблица 1 — Результаты обработки материалов ГИС по скважине 14

Интервал, м	Толщина, м	Коэффициент пористости, %	Насыщенность, %	Характер насыщения
2384-2385.6	1.4	26	86.5	Газ
2386-2387.6	1.6	17.2	84	Газ
2388-2391.6	3.6	12.2	75	Газ
2394-2395.8	1.8	19.04	81	Газ
2396.8-2398.2	1.4	29.0	88.4	Газ
2400.8-2402.4	1.6	29.0	90.2	Газ
2402.8-2404.4	1.6	11.5	60	Газ
2409-2411.3	2.2	13.0	74.5	Нефть
2411.6-2414	2.4	24.3	28.6	Нефть
2417.2-2418.8	1.6	27.0	84.9	Нефть
2418.8-2420.8	2.0	14.0	76.5	Нефть
2423.6-2425.6	2.0	14.7	60	Нефть
2427.2-2428.8	1.6	16.7	83.5	Нефть
2431.6-2432.8	1.2	15.5	83	Нефть
2435.6-2436.4	0.8	17.5	84.3	Нефть
2437.6-2438.4	0.8	12.5	50	Нефть
2439.2-2440	0.8	15	83	Нефть
2443.6-2444.8	1.2	10	10	Вода
2450-2453.2	3.2	24	50	Вода
2456.4-2457.6	1.2	1.2	15.5	Вода

ных пропластков толщиной 15,4 м. Фактический же интервал перфорации охватывает только три пропластка толщиной в 2,4 м. Аналогичная картина вскрытия пласта отмечалась и в других скважинах рассматриваемого месторождения, что, по-видимому, и явилось одной из главных причин относительно низких начальных дебитов.

Детальным анализом результатов вскрытия пластов по горизонту XV-HP месторождения Западный Крук выявлено, что дополнительное вскрытие пластов 16 малodeбитных, чаще простаивающих скважинах, будет способствовать вовлечению в разработку большей части нефтепродуктивного разреза и повышению текущих дебитов скважин.

Литература

1. Стекланин Ю.И., Телков А.П. К расчету предельных безгазовых и безводных дебитов в подгазовых нефтяных залежах с подошвенной водой // Тр. МИНХ и ГП. – 1963. – Вып. 42. – С. 3-19.

2. Посевич А.Г., Сидикходжаев Р.К. К определению наиболее выгодного интервала вскрытия подгазовых нефтяных залежей с подошвенной водой в условия аномально высоких пластовых давлений // НТЖ: Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1995. – №6. – С. 46-50.

3. Посевич А.Г., Сидикходжаев Р.К. К вопросу выбора интервала перфорации скважин, эксплуатирующих подгазовую нефтяную за-

лежь с подошвенной водой // НТЖ: Нефтепромысловое дело. – 1998. – №3. – С. 24-26.

4. Краснова Т.Л., Телков А.П. Расчет безводного периода работы несовершенной скважины и нефтеотдачи по удельному объему дренирования // НТЖ: Нефтепромысловое дело. – 1997. – №8-9. – С. 8-11.

5. Краснова Т.Л. Контроль за конусообразованием при разработке нефтегазовых залежей с подошвенной водой // НТЖ: Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – №4. – С. 38-43.

6. Алиев А.И., Стуканогов Ю.А., Караш О.Э. Подвижный вязкоупругий экран для водо-нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. – 1989. – №5. – С. 70-71.