

3
/2000

52, 47, 19, 25, 29, 47, 01, 11

ISSN 0207-2351

НЕФТЯНАЯ
И ГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

3.2000

НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ДЕЛО

ЧИТАЙТЕ В НОМЕРЕ:

- РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
- МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
- ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
- СБОР, ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ
- НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ



МОСКВА

с 28

НЕФТЕПРОМЫСЛОВЕЕ ДЕЛО

Научно-технический журнал

Издается с 1993 г.

Март 2000 г.

№ 3

Выходит 12 раз в год

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- Григорьева В. А., Еремин Н. А., Балкер Наель. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности территории Иордании 4
- Лысенко В. Д. Стационарный режим фильтрации при естественном законтурном заводнении 7
- Смирнов В. И. Анализ возможностей и схем обводнения водоплавающих рифовых залежей по прикровельным интервалам 10
- Салихов И. М. Исследование эффективности выработки нефти из глинизированных коллекторов методом многофакторного анализа на примере Чишминской площади 14

МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

- Борсуцкий З. Р., Терентьев Б. В., Рудаков С. Г. Влияние магнитной обработки воды на проницаемость пород-коллекторов 17

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

- Фардиев М. А. Анализ "полетов" установок УЭЦН в Западной Сибири 23

СБОР, ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

- Шорохова О. В. Методика определения концентрации гелеобразующего гидрофобизатора в водонефтяной эмульсии 27

НЕФТЕПРОМЫСЛОВЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- Нежелский А. А., Пархоменко В. Ф. Совершенствование запорных кранов, применяемых при промывке и цементировании скважин 28

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Гавура В. Е. (главный редактор),
Брезицкий С. В., Галустов А. М., Захаренко Л. Т., Ибрагимов Г. З., Курамшин Р. М., Лесничий В. Ф., Леценко В. Е., Мангазеев В. П., Медведев Н. Я., Миронов Т. П. (зам. главного редактор),
Мищенко И. Т., Нестеров В. Н., Пчелинцев Ю. В., Храмов П. Ф.

Ведущий редактор
Ермалинская И. А.

Компьютерный набор
Н. А. Аспосова, В. В. Васина.

Компьютерная верстка **Е. В. Кобелькова**

Корректор **Н. Г. Евдокимова**

Лицензия на издательскую деятельность
ЛР № 020439 от 28.02.97.

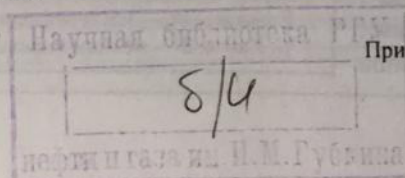
Адрес редакции: 117420 Москва,
ул. Наметкина, 14, корп. Б, ОАО "ВНИИОЭНГ".
Тел. ред. 332-00-35, 332-00-49.
Факс. (095) 331-68-77.

Подписано в печать 17.03.2000.
Формат 84×108 1/16. Бумага офсетная.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 3,36.
Уч.-изд. л. 4,02. Гираж 260 экз. Заказ № 37.
Цена свободная. ОАО "ВНИИОЭНГ" № 4818.

Печатно-множительная база
ОАО "ВНИИОЭНГ".
117420 Москва, ул. Наметкина, 14, корп. Б.

ОАО "ВСЕРОССИЙСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ"

© ОАО "ВНИИОЭНГ", 2000



При перепечатке материала ссылка на издание обязательна.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ИОРДАНИИ

В. А. Григорьева, Н. А. Еремин
(ИПНГ РАН),
Наель Балкер
(РГУ им. И. М. Губкина)

Территория Иордании занимает площадь порядка 96,5 тыс. км² в северо-западной части Аравийского полуострова. Население — 2,9 млн чел., столица — г. Амман. Несмотря на то, что Иордания расположена в регионе Ближнего Востока, который характеризуется огромными запасами нефти и газа, она до настоящего времени обладает ограниченными ресурсами по сравнению с другими странами.

В связи с этим необходимо уделять большое внимание геолого-геофизическим работам для определения наиболее перспективных территорий, выявления новых месторождений и обеспечения прироста промышленных запасов нефти и газа для интенсивной их добычи.

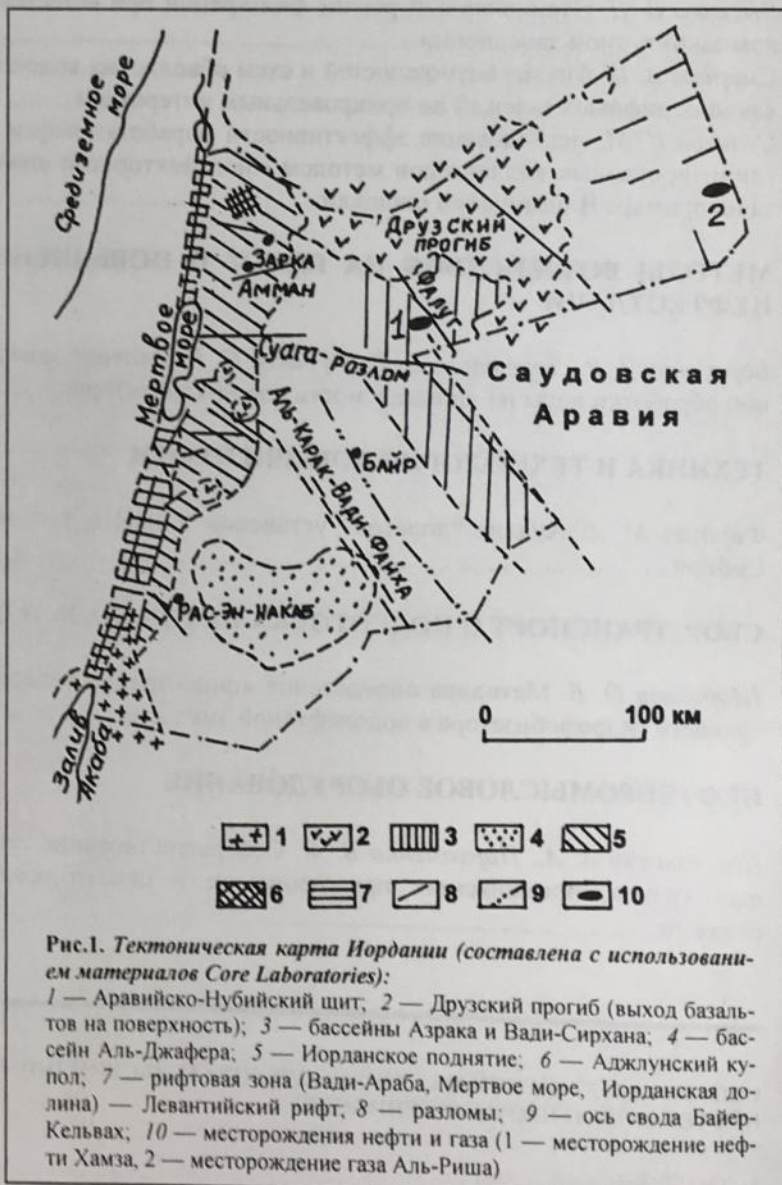
В Иордании имеется нефтеперерабатывающий завод в г. Эль-Зарка, работающий на аравийской нефти, поступающей по трансаравийскому нефтепроводу "Тэплайн".

Нефтепоисковые работы проводятся с перерывами с 1946 г. Для отдельных районов страны составлены крупномасштабные карты. Геофизические исследования с целью поисков нефти и газа методами наземной магнитной и гравиметрической съемок проведены в небольшом объеме на площади 26...29 тыс. км². В пределах выявленных аномалий с целью поисков перспективных структур на площади около 1,5 тыс. км² проведены в небольшом объеме сейсморазведочные работы. Начиная с 1956 г. ведется поисково-разведочное бурение. Наиболее изучена территория Азракского бассейна на северо-востоке Иордании, где пробурены 22 скважины: 14 из них — на площади Хамзейского месторождения (№ HZ 1-14), четыре — на Вадираджил (№ WR-1-4), две — на Вадигадafi (№ WG 1-2), одна — на Дахикиджи (№ DH—1) и одна — на Вадихазим (№ WH—1). На северо-западе территории Иордании пробурено несколько глубоких скважин, вскрывших фундамент на глубине 2550 м.

В результате проведенных работ открыто одно небольшое месторождение нефти Хамза в бассейне Азрака, связанное с сеноманскими отложениями, и месторождение газа Аль-Риша

на северо-востоке страны, приуроченное к песчаникам ордовика, (рис.1).

В тектоническом отношении территория Иордании расположена в пределах северо-западного склона Аравийской плиты, входящей в состав Африканско-Аравийской докембрийской платформы [1]. Часть плиты, Аравийско-Нубийский щит, в пределах которого докембрийские метаморфические породы выхо-



дят на поверхность, расположена на юге Иордании в районе Акабского залива.

На западе Иордании выделяется зона Мертвое море — Иорданская долина (Левантийская рифовая зона), образованная в результате отодвигания Аравийского полуострова от Африки. В итоге породы фундамента восточного блока оказались смещенными на север относительно западного на 105 км. Одновременно с опусканием центрального блока происходило вздымание фланговых блоков по разломам. Высота уступа восточного Иорданского блока выше западного. Она составляет 900...1500 м, в то время как западного — до 1000 м.

Вдоль восточной части рифовой зоны Мертвого моря и р. Иордан расположено Иорданское поднятие. Наиболее возвышенным элементом III порядка в его пределах является Аджлунский купол, ограниченный моноклинальными флексурами с пологим юго-восточным и крутыми западными крыльями. Флексуры сложены осадочными породами триас-юрской и верхнемеловой (сантон, турон) систем и разбиты разломами субширотного простирания амплитудами до 800 м.

К востоку от Аджлунского купола расположен крупный неоген-четвертичный Друзкий прогиб, осложненный базальтовым магматизмом. Он представляет собой плато с цепочками структур вулканического происхождения северо-западного простирания, фиксируемых разломами, по которым происходили излияния магмы (рис. 2).

В центральной и юго-восточной частях Иордании развиты своды и бассейны западного и северо-западного

направлений: бассейн Аль-Джафера на юге, бассейны Азрака и Вади-Сирхана на северо-востоке и разделяющий их свод Байер-Кальвах — в центральной части.

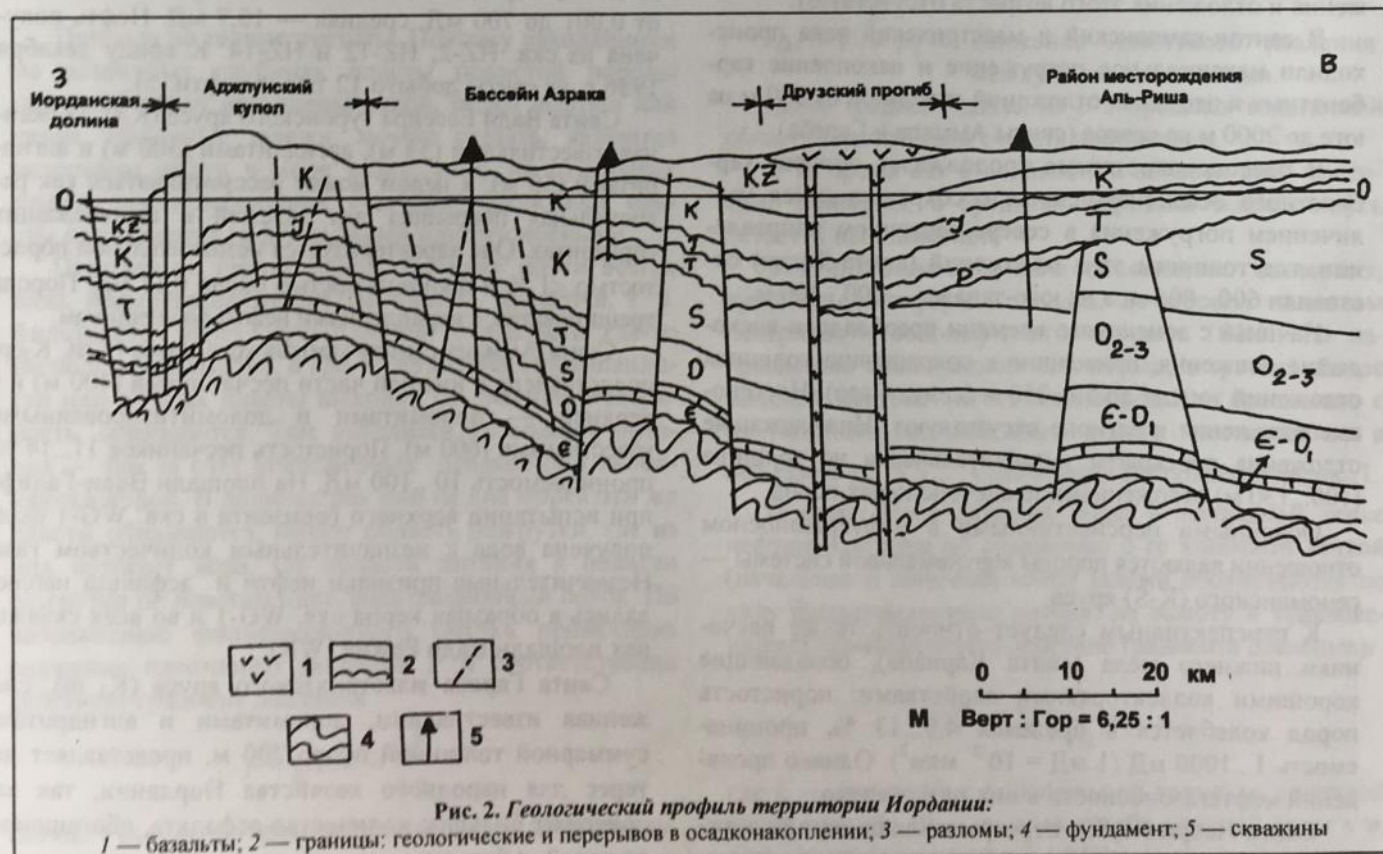
В системе разломов преобладают наиболее протяженные разломы северо-западного направления. К примеру разлом Аль-Карак-Вади-Файха прослеживается на расстоянии 300 км. Меньшую протяженность имеют разломы субширотного простирания вблизи Левантийской рифтовой зоны и северо-восточного направления — на северо-востоке Иордании.

В строении осадочного чехла принимают участие палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения, толщина которых превышает 12 км в пределах рифтовой зоны. На большей части территории она составляет 3,5...4,0 км, увеличиваясь в бассейнах до 5...7 км.

Наиболее изученным и перспективным в нефтегазоносном отношении является бассейн Азрака, площадью около 7 тыс. км², расположенный в 100 км восточнее Аммана. Его границами являются разломы Фалуга на севере и Суаги — на юге. Докембрийский кристаллический фундамент в его пределах залегает на глубине 5000 м. Осадочный чехол представлен в основном породами палеозоя и мезозоя.

Бассейн был сформирован в течение двух главных тектонических периодов: раннепалеозойского и мелового-раннепалеогенового. В раннепалеозойскую эру (Є-S) существовало устойчивое прогибание с накоплением мощных терригенных отложений толщиной до 2 км в центральной части бассейна.

В девонский и каменноугольный периоды бассейн занимал устойчивое приподнятое положение, поэтому



эти отложения отсутствуют в регионе, лишь в пермское время произошло кратковременное опускание территории, приведшее к их незначительному по толщине накоплению — до 30...40 м.

В течение триасового, юрского и раннеюрского периодов территория претерпевала эпейрогенические колебательные движения, которые привели к отсутствию нижнего и среднего триаса, нижней, средней и значительной части верхней юры и неокома нижнего мела.

Осадочные отложения этого времени представлены глинами и алевроитами карнийского яруса верхнего триаса (свита Майна) толщиной 100...400 м; песчано-глинистыми породами келловейского яруса верхней юры (свита Хуани) толщиной 25...180 м.

Отложения нижнего мела представлены песчано-глинистыми осадками аптского и альбского ярусов (свиты Карнаба) толщиной до 300 м в районе месторождения Хамза. На остальной территории толщина осадков не превышала 25...50 м.

В течение последующих позднемиоценового и раннепалеогенового периодов осадочный бассейн испытывал устойчивое погружение и накопление мощных преимущественно карбонатных толщ с прослоями алевроглинистых пород.

В течение сеноманского и раннетуронского веков происходило накопление карбонатно-глинистых толщ (свиты Наора, Фхейса, Хоммара, Шуйеба, Вади Ессейра). Суммарная толщина их 400...700 м.

В коньякский век преобладали восходящие движения и отложения этого возраста отсутствуют.

В сантон-кампанский и маастрихский века происходили максимальное погружение и накопление карбонатных и песчаных отложений толщиной от 900 м на юге до 2000 м на севере (свиты Аммана и Гареба).

В палеоценовое время продолжался процесс карбонатного осадконакопления с сохраняющимся увеличением погружения в северо-восточном направлении, где толщины этих отложений (свита Тагия) составили 600...800 м, а на юго-западе — 200...400 м.

Начиная с эоценового времени преобладали восходящие движения, приведшие к сокращению толщины отложений эоцена до 50...250 м (свита Сара). Неогеновые отложения в регионе отсутствуют. Нижележащие отложения перекрыты незначительными по толщине (100...130 м) отложениями плейстоценовых пород.

Основными перспективными в нефтегазоносном отношении являются породы верхнемеловой системы — сеноманского (K_2S) яруса.

К перспективным следует относить также песчаники нижнего мела (свита Карнаба), обладающие хорошими коллекторскими свойствами: пористость пород колеблется в пределах 4,3...13 %, проницаемость 1...1000 мД (1 мД = 10^{-3} мкм²). Однако проявлений нефтегазоносности в них не отмечено.

Свита Наори (K_2S_1), перекрывающая породы нижнего мела, сложена доломитизированными известня-

ками с прослойками кварцевых аренитов и доломитизированных аргиллитов толщиной 40...65 м. Пористость пород — 4...20 %, проницаемость — 0,1...3 мД. При испытании скв. HZ-1 было получено 37 м³ нефти. Незначительные признаки нефти наблюдались в пробках скв. WR-4 и WG-2 [2, 3, 4].

В свите Фхейса (K_2S_2), сложенной глинами с прослоями песчаников и алевроитов суммарной толщиной 26...38 м, наблюдались признаки битумов в скв. HZ-1 и DH-1.

Свита Хоммара (K_2S_3) является перспективным горизонтом на месторождении Хамза. Она сложена известняками и доломитами толщиной 34...43 м. Порода интенсивно трещиноватая. Трещины не минерализованы, ориентированы субширотно. Средние значения пористости матрицы пород составляют 3,1 %, проницаемости — 2,2 мД, интервал их изменения соответственно 0,1...15 % и 0,01...35 мД. Нефть получена из скв. HZ-1, HZ-2 и HZ-14. На 31.12.1986 г. всего добыто 10 тыс. т нефти.

Свита Шуйеба (K_2S_4) является основным нефтепродуктивным горизонтом в бассейне Азрака. На месторождении Хамза в нижней части она представлена отложениями нефтесодержащих доломитов и известняков толщиной 37 м, которые перекрыты глинистыми сланцами толщиной 10 м, являющимися крышкой для залежей в свитах Хоммара и Шуйеба.

Породы свиты Шуйеба интенсивно трещиноваты, особенно в районе разрывных нарушений, зафиксированных в скв. HZ-1. Пористость пород изменяется от 0,1 до 27 %, в среднем составляя 10 %, проницаемость — от 0,001 до 700 мД, средняя — 10,7 мД. Нефть получена из скв. HZ-2, HZ-12 и HZ-14. К концу декабря 1986 г. из свиты добыто 12 тыс. т нефти [5].

Свита Вади Ессейра туронского яруса (K_2t), сложенная известняками (33 м), аргиллитами (300 м) и ангидритами (50 м), в целом может рассматриваться как региональная крышка для залежей в нижележащих горизонтах. Она характеризуется незначительной пористостью <1 % и проницаемостью около 0,17 мД. Порода трещиноватая, с вкраплениями нефти по трещинам.

Свита Аммана сантон-кампанского яруса (K_2st , K_2cp) представлена в нижней части песчаниками (400 м) и в верхней — доломитами и доломитизированными известняками (600 м). Пористость песчаников 11...14 %, проницаемость 10...100 мД. На площади Вади-Гадифа при испытании верхнего горизонта в скв. WG-1 была получена вода с незначительным количеством газа. Незначительные признаки нефти и асфальта наблюдались в образцах керна скв. WG-1 и во всех скважинах площади Вади Ражил (WR).

Свита Гареба маастрихтского яруса (K_2m), сложенная известняками, доломитами и ангидритами суммарной толщиной около 700 м, представляет интерес для народного хозяйства Иордании, так как содержит большое количество асфальта, обогащенного серой, и битума.

Месторождение Хамза, открытое в 1983 г., приурочено к брахиантиклинальной приразломной структуре на поднятом блоке субширотного разлома. Структура осложнена многочисленными разрывными нарушениями. Его размеры 4,7×0,88 км. Амплитуда до 200 м. В начале 1984 г. скв. HZ-1 из свиты Хоммара (инт. 2826,75...2932,5 м) был получен приток нефти дебитом 9,54 м³/сут, плотностью 0,87 г/см³, с содержанием серы 0,34 %. Продуктивными оказались также скв. HZ-2, HZ-12 и HZ-14.

Водонефтяной контакт в свите Хоммара, не установлен. В свите Шуйба он отмечен в скв. HZ-12 на отметке -2341 м.

Трещиноватость играла важную роль в формировании проницаемости карбонатных коллекторов, которые по результатам связи между пористостью и проницаемостью распределяются на три типа: поровый, порово-трещиноватый и трещинный.

На основании геолого-геофизических исследований в разрезе осадочных отложений выявлен целый ряд ловушек структурно-тектонического типа, при-

уроченных к поднятым приразломным блокам или опущенным блокам под плоскостью, а также разломам и малоамплитудным антиклинальным складкам.

Эти ловушки требуют детальных сейсмических исследований в бассейнах Азрака и Вади-Сархана и последующей постановки поисково-разведочных работ.

Таким образом, территория Иордании обладает всеми нефтеперспективными критериями для выявления новых месторождений нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоусов В. В. Восточная Африканская рифовая система. — М.: Наука, 1974. — Т. I.
2. Bender F. *Geology of Jordan*. — Berlin, 1974.
3. Abdulkader M. Abed., *Geology of Jordan*. University of Jordan (на арабском языке). — Amman, 1982.
4. Core Laboratories, Inc. *Azrag Basin Study, volume — IIID // Reservoir geology / Hydrodynamics—Logs and Maps 1987*.
5. *Natural Resources in Jordan (Inventory—Evaluation—Development Program)*. By M. M. Abu-Ajamich, F. Bender et al. Amman, 1988.

УДК 622.276.1/4

СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ ЕСТЕСТВЕННОМ ЗАКОНТУРНОМ ЗАВОДНЕНИИ

В. Д. Лысенко
(АО РИТЭК)

Природа не терпит пустоты. Поэтому находящиеся на различных глубинах пласты пористой породы обычно бывают насыщены водой, редко нефтью или газом. Нефтяные залежи, можно сказать, являются островами нефти в море воды; лишь на отдельных относительно небольших участках водоносные пласты оказываются нефтеносными или газоносными.

Природа не терпит покоя. Поэтому почти всегда вода, насыщающая пористые пласты, движется, т. е. фильтруется через поры пластов. Эти пласты где-то расположены высоко, а где-то низко. На возвышенности или в горах пласты выходят на дневную поверхность, обнажаются. Там находится их область питания — там за счет атмосферных осадков они наполняются водой. В долинах рек или на дне морей эти же пласты обнажаются, имеют область разгрузки, где из них истекает вода. От области питания к области разгрузки по пластам идет фильтрационный поток. По направлению фильтрационного потока происходит снижение пластового давления P и соответственно действует градиент давления

$$p = \text{grad}P = \frac{\Delta P}{\Delta L}$$

где $\Delta L = L_2 - L_1$ — расстояние по линии тока между двумя точками,

$\Delta P = P_1 - P_2$ — снижение пластового давления между этими же точками.

Далее градиент давления p в пределах водоносной области пласта будем считать постоянным.

В то время как в водоносной области вода постоянно движется, в пределах нефтяной залежи нефть остается неподвижной.

Это интересное явление объясняется: во-первых, куполовидной формой пласта, во-вторых, наклоном поверхности водонефтяного контакта (ВНК) по направлению фильтрационного потока, в-третьих, более высокой плотностью пластовой воды по сравнению с плотностью пластовой нефти вместе с растворенным в ней газом $\gamma_B^{пл} > \gamma_{нг}^{пл}$. Схематично это показано на рис. 1.

Подъем более тяжелой воды в начальной точке нефтяной залежи по сравнению с ее конечной точкой (начальная и конечная точки залежи обозначаются по ходу фильтрационного потока) на высоту h уравнивает (компенсирует) действие градиента давления p

$$(\gamma_B^{пл} - \gamma_{нг}^{пл}) \cdot \frac{h}{10} = p \cdot L,$$

где L — расстояние от начальной точки до конечной точки залежи, 10 — высота столба пресной воды в м, соответствующая 1 ат = 0,1 МПа.