

УДК 622.276

ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА

Хусаинов А.Т.

Тюменский государственный нефтегазовый университет г. Тюмень
e-mail: iq-tyumen@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена возможность применения интерпретации динамики режимов работы скважин для построения карты распределения нефтенасыщенности и рекомендации по эффективному проведению мероприятий направленных на устранения увеличения объема зерен и раскрытия объема пор. Сопоставление методов исследований дает возможность получить наиболее достоверную информацию текущего состояния распределения зон с наиболее сконцентрированными остаточными запасами. Особенностью данного метода является объединение метода гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах отбора и результатов лабораторных исследований керна.

Ключевые слова: деформационно-гидродинамическое воздействие, нефтеотдача, зерна пористой среды, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

В настоящее время основные объекты эксплуатации месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, а так же низким темпом отбора нефти. Большинство скважин эксплуатируется на грани рентабельности, много скважин уходит в бездействие. Вместе с тем в пластах остается большое количество не извлечённых запасов флюида. Данный вопрос является основополагающим в направлении определения методик способных при минимальных финансовых вложениях решить вопрос доизвлечения остаточных запасов нефти.

Обобщенный анализ работы месторождений свидетельствует о том что, интенсивное нагнетание воды в пласт, заметно увеличивающее текущие давления, может обуславливать расчленение залежи на гидродинамически обособленные «целики» и «перекачаные участки». В связи с этим длительные остановки нагнетательных скважин (до 6 месяцев) наряду с интенсификацией отборов для снижения пластового давления и работы залежи на упругом режиме вполне могут в первом приближении дать положительный эффект. Ограничение или

прекращение нагнетания воды в пласт снижает текущие давления, прежде всего в обводненных высокопроницаемых прослоях, поскольку углеводородные газы характеризуются меньшей растворимостью в воде и она «разгружается» в первую очередь. Степень повышения энергетики целиков нефти будет тем выше, чем больше будет извлечено воды из пласта. Снижение давления ниже начального пластового приведет к объемному расширению пластовой жидкости в результате упругого запаса жидкости и началом работы режима растворенного газа, а так же к сжатию скелета горной породы. На процессы миграции нефти в большей степени влияет энергетика пласта, его фильтрационные свойства и свойства флюидов[1]. Вследствие большей подвижности воды относительно нефти, в работающих скважинах имеет место конусообразование. Часто именно по причине образования конусов воды происходит преждевременное обводнение скважины (подстилающая вода образует конус в зоне отбора скважины по всей нефтенасыщенной толщине, блокируя при этом нефть). Предположим, что после остановки скважин блокированная нефть вследствие перераспределения пластового давления и расформирования конуса мигрирует к остановленной скважине, тогда логично проведение деформационно-гидродинамического воздействия. Выполнения такого решения условно делится на три этапа:

1. Остановка нагнетательных скважин;
2. Запуск добывающих скважин из бездействующего фонда с целью форсирования отборов;
3. По получению положительных результатов пуск остановленных нагнетательных скважин.

Падение пластового давления уменьшаются усилия, равномерно сжимающие каждое из зерен скелета горной породы (рисунок 1а). Поэтому увеличится объем зерен и соответственно сократится объем пор (рисунок 1б), соответственно увеличивается влияние сжимающего давления на скелет продуктивного пласта, поэтому зерна породы испытывают дополнительную деформацию. Поверхность контактов между зернами увеличивается, т.е. соприкосновение зерен оказывается более «тесным». Это приводит к уменьшению объема пор, которое может быть весьма существенным (рисунок 1в), так же начинает работать режим растворенного газа, происходит объемное расширение пластовой жидкости. В результате всех процессов, жидкость выдавливается из гидродинамически изолированных «целиков» в промытые участки залежи и фильтруется к добывающим скважинам [2]. Первоначально происходит отбор воды из промытых участков, которая замещается выделившейся нефтью, которая в дальнейшем фильтруется к добывающим скважинам.

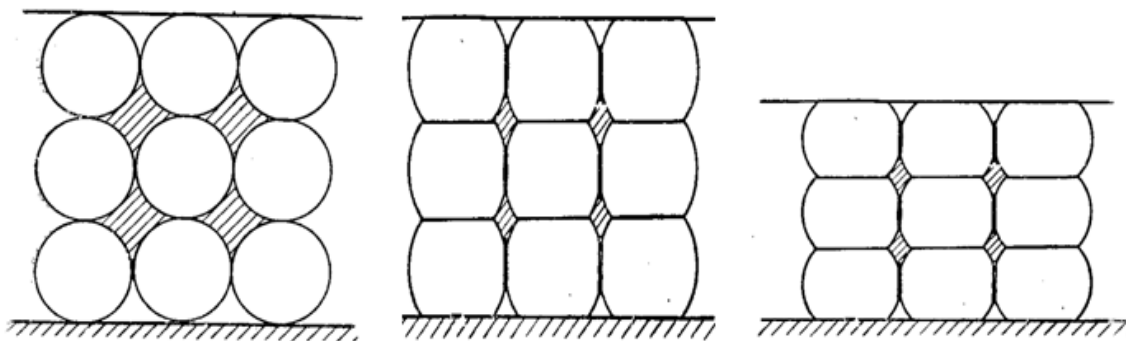


Рисунок 1. Упрощенная картина группы шаровых зерен пористой среды
а — до деформации; б — расширение зерен породы; в — сжатие зерен породы

Процессы, происходящие в пласте при деформационно-гидродинамическом воздействии, подчиняются основному закону Гука [3]:

$$\Delta V_z = \beta_{ж} \cdot V_{0ж} \cdot \Delta p + \beta_c \cdot V_0 \cdot \Delta p \quad (1)$$

где V_0 — начальный объем элемента пласта;

$V_{0ж}$ — начальный объем жидкости в элементе пласта;

ΔV_z — изменение объема пор в этом элементе;

$\beta_{ж}$ — коэффициент объемной упругости жидкости;

β_c — коэффициент упругоёмкости пласта;

Δp — изменения пластового давления на конечную величину.

Для определения упругого запаса нефти ΔV_n введем коэффициент остаточной нефти в пласте K_n — отношение остаточных извлекаемых запасов нефти в блоке к начальному объему связанных пор (начальному объему подвижной жидкости) в блоке:

$$\Delta V_n = V_z \cdot K_n \quad (2)$$

Результаты расчета эффективности метода деформационно-гидродинамического воздействия показывают положительную динамику в дополнительной добыче нефти [4].

Так же предлагается упрощенная схема способов интенсификации флюида на водоплавающих залежах. Как известно большинство месторождений Западной

Сибири находятся на поздней стадии разработки, что влечет за собой огромный фонд бездействующих скважин вследствие чего можно выявить пул скважин степень успешности запуска, которых повлечет выработку остаточных запасов, без каких либо дополнительных затрат. Выбор скважин-кандидатов необходимо проводить в следующем порядке:

1. Удовлетворительное техническое состояние скважин;
2. Обводнение скважины по причине подъема конуса воды. Для этого воспользуемся формулой Маскета, рассчитывая количество отобранной нефти до того, как конус воды прорвется к скважине [5]:

$$Q = a \cdot m \cdot h^3 \cdot K_r \cdot \frac{D}{K_g} \quad (3)$$

где a – произведение коэффициента нефтеотдачи блока на коэффициент усадки нефти;

m – коэффициент пористости пласта;

h^3 – начальная мощность нефтенасыщенной части, м;

K_r / K_g – отношение коэффициентов проницаемости в горизонтальном и вертикальном направлениях;

D – поправочный коэффициент.

Рассчитав теоретическое время безводной эксплуатации скважины до появления конуса воды, сравниваем его с фактическим безводным временем эксплуатации. Если фактическое безводное время эксплуатации скважины больше расчетного, то вероятнее всего, обводнение произошло по причине подъема конуса воды, если меньше, то по причине прорыва воды от нагнетательной скважины.

Мировой опыт показывает, что если обводнение уже произошло по причине поднятия конуса воды, то преимущественно отбор происходит из зоны с подстилающей водой, существенно сокращается радиус контура питания и прорыва закачиваемой воды от нагнетательных скважин уже не происходит.

По расчетам А.П. Телкова и Ю.И. Стеглянина для расформирования конуса подошвенной воды на 1 м требуется 1 год. Следовательно, рассчитав время осаждения конуса воды из расчета 1 год на 1 м нефтенасыщенной толщины, скважину можно повторно запускать и она будет работать долгое время без конусообразования, при этом дебит скважины оказывает несущественное влияние, так, как на поздних стадиях эксплуатации чисто нефтяных зон уже нет и разница в подвижности между жидкостью в водонефтяной зоне и подстилающей водой несущественна [6].

Одной из актуальных и важнейших проблемой разработки месторождений на поздних стадиях является нахождения распределения (поля) нефтенасыщенности, и определение локализации остаточных запасов с целью доработки. Данный вопрос является основополагающим в планировании мероприятий направленных на качественное определение зон концентрации флюидов не вовлеченных в процесс разработки. Основной наблюдаемой информацией, по которой осуществляется мониторинг изменений процессов извлечения УВ, является показатель работы и исследования скважин, соответственно комплексное сопоставление входящих данных с большой степенью вероятностью сможет дать целостную картину распределений остаточной нефтенасыщенности.

Основная идея заключается в объединении метода гидродинамического исследования скважин на установившихся режимах отбора и результатов лабораторных исследований керна.

Для любого момента времени в пределах истории разработки продуктивного пласта в качестве исходной информации требуется:

- 1) текущий дебит нефти и воды по добывающим скважинам – q_i^h, q_i^g (i – индекс/номер скважины);
- 2) текущая депрессия, создаваемая в добывающих скважинах – Δp_i ;
- 3) координаты точек вскрытия продуктивного пласта всеми скважинами (в том числе и нагнетательными) – (x_i, y_i) ;
- 4) результаты лабораторных исследований кривой относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти – $\bar{k}_n = \varphi_n(\sigma_e)(\sigma_e - \text{водонасыщенность})$ керна, отобранного из продуктивного горизонта.

Обработка вышеописанных данных происходит следующим образом.

В случае не нарушения линейного закона фильтрации Дарси индикаторная диаграмма может быть построена по одной точке, так как прямая проходит через начало координат. На рисунке 2 показана типовая обработка индикаторных линий для одной добывающей скважины.

Известно, что коэффициент продуктивности определяется по диаграмме из отношения

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q}{\Delta p}. \quad (4)$$

Следует отметить, что приток воды и нефти, а также их смеси происходит согласно текущим насыщенностям флюидов и кривым ОФП. Отсюда можно полагать, что возможно построение индикаторных линий (ИК) для жидкости и нефти отдельно (рисунок 1).

Для i -ой скважины, коэффициенты продуктивности по жидкости и нефти согласно (1) будут рассчитываться из формул

$$K_i^{\text{жк}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жк}}}{\Delta p}, K_i^{\text{н}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p}. \quad (5)$$

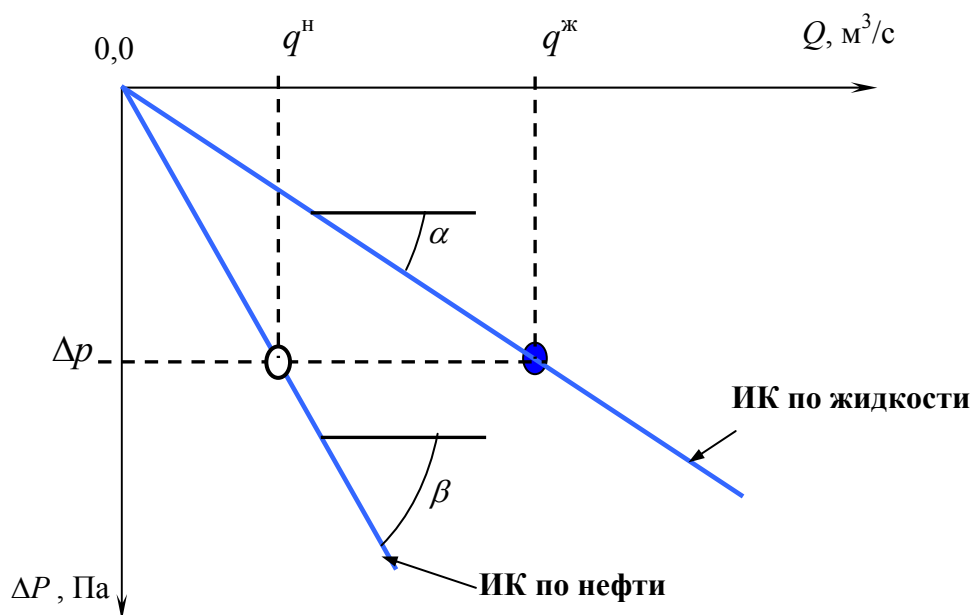


Рисунок 2. Пример построения и обработки индикаторной линии по одному замеренному режиму

Известно, что коэффициент продуктивности определяется по диаграмме из отношения

$$K = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q}{\Delta p}. \quad (6)$$

Следует отметить, что приток воды и нефти, а также их смеси происходит согласно текущим насыщенностям флюидов и кривым ОФП. Отсюда можно полагать, что возможно построение индикаторных линий (ИК) для жидкости и нефти раздельно. Для i -ой скважины, коэффициенты продуктивности по жидкости и нефти согласно (3) будут рассчитываться из формул

$$K_i^{\text{жк}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жк}}}{\Delta p}, K_i^{\text{н}} = \frac{1}{\operatorname{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p}. \quad (7)$$

Для теоретического определения коэффициентов продуктивности на примере вертикальных скважин воспользуемся известной формулой Дюпюи [7]

$$K = \frac{2\pi kh}{\mu \left[\ln\left(\frac{R}{r}\right) + S \right]}, \quad (8)$$

где k – абсолютная проницаемость, м²;
 h – эффективная (проницаемая) толщина пласта, м;
 R – радиус контура питания, м;
 r – радиус скважины;
 μ – динамическая вязкость среды, Па·с;
 S – коэффициент несовершенства скважины или скин-фактор.

Из формулы (5) следует, что для отдельного расчета продуктивности по жидкости и нефти i -ой скважины необходимо вместо абсолютной проницаемости – k подставить фазовую проницаемость по нефти и некую осредненную проницаемость по жидкости.

Таким образом, получим для продуктивности по нефти

$$K_i^n = \frac{2\pi k_i^n h_i}{\mu^n \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}, \quad (9)$$

и для продуктивности по жидкости

$$K_i^{\text{жс}} = \frac{2\pi k_i^{\text{жс}} h_i}{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}. \quad (10)$$

Значения величины скин-фактора – S возможно получить из результатов исследования скважин на неустановившихся режимах отбора (например снятие кривых изменения давления). Если данная величина неизвестна, то можно ее отбросить, тем самым несколько снизив точность результата.[7]

Динамическую вязкость среды в формуле (7) можно вычислить приближенно по формуле

$$\mu_i^{\text{жс}} \approx \mu^{\text{н}} \frac{q^{\text{н}}}{q^{\text{н}} + q^{\text{в}}} + \mu^{\text{в}} \frac{q^{\text{в}}}{q^{\text{н}} + q^{\text{в}}}. \quad (11)$$

Значения вязкости нефти и воды следует брать для пластовых условий, если кривые ОФП тоже были получены в условиях, приближенных к пластовым.

Подставив в левые части (6) и (7) найденные фактические значения продуктивностей из (4) получим

$$\frac{1}{\text{tg}(\beta)} = \frac{q_i^{\text{н}}}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^{\text{н}} h_i}{\mu^{\text{н}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}; \quad (12)$$

$$\frac{1}{\text{tg}(\alpha)} = \frac{q_i^{\text{жс}}}{\Delta p} = \frac{2\pi k_i^{\text{жс}} h_i}{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right]}. \quad (13)$$

Выражая из (9) и (10) фазовую проницаемость по нефти и среднюю по жидкости получим их значения для каждой скважины

$$k_i^{\text{н}} = \frac{\mu^{\text{н}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right] q_i^{\text{н}}}{\Delta p 2\pi h_i}; \quad (14)$$

$$k_i^{\text{жс}} = \frac{\mu_i^{\text{жс}} \left[\ln\left(\frac{R_i}{r_i}\right) + S_i \right] q_i^{\text{жс}}}{\Delta p 2\pi h_i}. \quad (15)$$

Отсюда легко получить значение ОФП по нефти

$$\overline{k_i^{\text{н}}} \approx \frac{k_i^{\text{н}}}{k_i^{\text{жс}}}. \quad (16)$$

Зная кривые ОФП, мы можем найти величину водонасыщенности – σ_g , соответствующую найденной из (13) величины ОФП по нефти – $\overline{k_i^{\text{н}}}$ (рисунок 3).

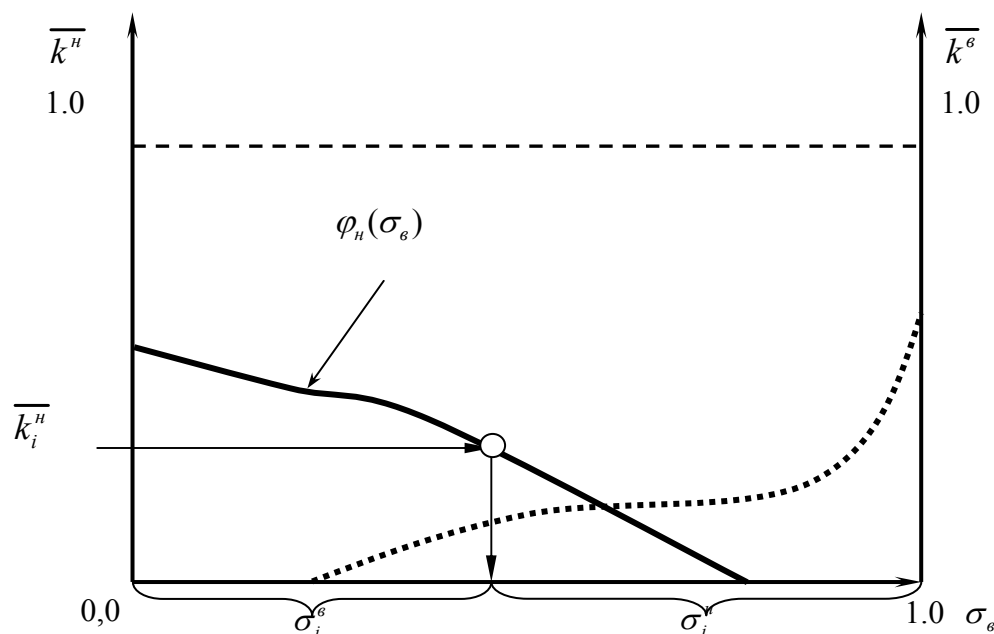


Рисунок 3. Нахождение текущей водо- и нефтенасыщенности по кривым ОФП и ОФП по нефти

Нефтенасыщенность нагнетательных скважин, принадлежащих системе заводнения можно принять равной величине предельной остаточной нефтенасыщенности или равной нулю.

Нахождение водонасыщенности по известной ОФП нефти происходит решением уравнения

$$\overline{k}_i^H = \phi_n(\sigma_e). \quad (17)$$

После этого нефтенасыщенность $\sigma_n \approx 1 - \sigma_e$ при условии малого газового фактора.

Выводы

Таким образом, полагаясь на основы подземной гидравлики и промысловый опыт, разработаны методики:

1. Подбора скважин для вывода из бездействия, обводнение которых произошло по причине подъема конуса воды;
2. Проведение деформационно-гидродинамических воздействий, для устранения увеличения объема зерен и раскрытия объема пор. Обе методики воздействуют на энергетику пласта, что позволяет вовлечь и оптимизировать

большие площади залежей, при этом взаимосвязь между скважинами начинает включать в работу так называемые “целики” нефти.

Предварительный выбор наиболее подходящего метода интерполяции позволяет рассчитывать на минимальные технические и экономические вложения. Полученная информация будет служить качественным основанием определения локаций проведения мероприятий, направленных на извлечение остаточных извлекаемых запасов.

Применение представленного вида расчета, основанного на полученных значениях по заданным скважинам связанных с координатами точек вскрытия пласта, открывает возможность построить карту текущей нефтенасыщенности. Предварительный выбор наиболее подходящего метода интерполяции сводит погрешность к минимальным показателям. Полученная информация будет отображать целостную картину состояния месторождения, а так же служить качественным основанием определения локаций проведения мероприятий, направленных на извлечение остаточных извлекаемых запасов.

Литература

1. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта: учебник. Изд. 2-е, перераб. и доп. М.: «Недра», 1971. 312 с.
2. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти. М: изд-во «Нефть и газ», 2003. с.302
3. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. Тюмень: ОАО «Тюменский дом печати», 2007. 661 с.
4. Телков А.П., Грачев С.И. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. Ч. 2. Тюмень: ТюмГНГУ, 2001. 482 с.
5. Маскет М. Течение однородной жидкости в пористой среде. Пер. изд. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 628 с.
6. Телков А.Л., Стеглянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. М.: Недра, 1965. 101 с.
7. Мазницкий А.С., Середницкий А.М. Влияние параметров упругости пород на уплотнение коллектора и оседание земной поверхности при разработке нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 1991. № 6. 14-16 с.

UDS 622.276

CHANGING THE PROPERTIES OF SEDIMENTARY ROCKS IN MINING OF CENTRAL WEST SIBERIA RESULTS CORE ANALYSIS

Khusainov Artem

Tyumen state oil and gas university s.Tyumen

e-mail: iq-tyumen@mail.ru

Abstract. The article discusses the possibility of interpreting the dynamics modes wells to build maps of the distribution of oil saturation and recommendations for effective implementation of the activities aimed at the elimination of grains and increase disclosure of the pore volume. Comparison of methods of research gives the most accurate information of the current state of distribution areas with the most concentrated remaining reserves. A feature of this method is to combine the method of well test at steady state selection and the results of laboratory core studies.

Keywords: deformation and hydrodynamic forces, oil recovery, grains of the porous medium, lithotype reservoir properties (LRP)

References

1. Gimatudinov Sh.K. Physics of oil and gas reservoir. Textbook. Ed. 2, rev. and add. Moscow, "Nedra", 1971, 312 p.
2. Mishchenko I. T. Todorov Oil Production. M: Oil and Gas, 2003. 302 p.
3. Strekalov A.V. Mathematical models of hydraulic systems for control of reservoir pressure maintenance. Tyumen, OJSC "Tyumen Printing House", 2007. 661 p.
4. Telkov A.P. Grachev SI Especially oil and gas development. Part 2. Tyumen TyumGNGU, 2001. 482 p.
5. Muskat M. The flow of homogeneous fluid in a porous medium. Izhevsk: Institute of Computer Science, 2004. 628 p.
6. Telkov A.L., Steklyanin Y. I. Coning of water in oil and gas. Moscow: Nedra, 1965. 101 p.
7. Maznitsky AS, AM Serednitsky Effect of elastic parameters of rocks on the collector and seal surface subsidence during oil mestorozhdeniy. M. "Oil Industry". 1991. Number 6. 14-16 p.

Сведения об авторах

Хусаинов А. Т., аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», ТГНГУ, г. Тюмень.

A.T. Khusainov, postgraduate Department of "Development and exploitation of oil and gas fields", Tyumen State Oil and Gas University (TSOGU).

e-mail: iq-tyumen@mail.ru